

VŠB – Technická univerzita Ostrava
Fakulta elektrotechniky a Informatiky
Katedra elektroenergetiky

**Vliv zapojení větrných elektráren do distribučních
sítí ČEZ, a.s.**

**Conection the wind power stations to the
distribution networks.**

Prohlášení:

Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci vypracoval samostatně.

Uvedl jsem všechny literární prameny a publikace, ze kterých jsem čerpal.

V Návsi dne 1. 4. 2010

.....
Miroslav Tacina

Poděkování:

Chtěl bych poděkovat vedoucímu této diplomové práce panu prof. Ing. Zdeňku Hradílkovi, DrSc. a konzultantům Ing. Lukáši Prokopovi, Ph.D. a Ing. Martinu Vysloužilovi za cenné rady a připomínky pro vytvoření této práce.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá především ovlivňováním přenosových sítí působením větrných elektráren. V první kapitole je stručně popsán technologický vývoj větrných elektráren a to od nejstarších dob až do současnosti. Druhá kapitola řeší popis jednotlivých komponentů větrné elektrárny a rozbor jejich spolehlivosti. V další stěžejní kapitole se zabývám působením větrných elektráren na přenosovou síť a analyzuji dodaná data z měření výkonu. Následuje část, která řeší zálohování větrných elektráren a možnosti akumulace energie a to především v oboru energetiky. V poslední kapitole je proveden výpočet doby návratnosti vložených investic do větrných elektráren v lokalitě Veselí u Oder.

Klíčová slova

Větrná elektrárna, přenosová síť, větrný motor, regulační systém, asynchronní generátor, synchronní generátor, měnič kmitočtu, flickr, vyšší harmonické, hromadné dálkové ovládání.

Abstract

This thesis mainly deals with the influence of transmission network by the action of wind power plants. The first chapter briefly describes the technological development of wind power plant and that since ancient times until today. The second chapter deals with the description of individual components of windmills and analysis of their reliability. The next chapter deals with the central action of wind power on transmission network and analyze the data supplied from the power measurement. The following part, which deal with wind power plant backup and energy storage options, especially in the field of energetic. In last chapter is made the calculation of return of investment in wind farms in the locality Veselí u Oder.

Key words

Wind power plant, rotor, wind engine, control system, asynchronous generator, synchronous generator, frequency changer, flicker effect, advance harmonic, centralized ripple control.

SEZNAM POUŽITÝCH SYMBOLŮ

v	Rychlost	$[\text{m} \cdot \text{s}^{-1}]$
ΔP	Rozdíl výkonů	$[\text{W}]$
F_a	Axiální síla	$[\text{N}]$
ρ	Hustota vzduchu	$[\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}]$
E_k	Kinetická energie	$[\text{J}]$
t	Čas	$[\text{s}]$
P	Výkon	$[\text{W}]$
η_i	Účinnost	$[-]$
C_{Fa}	Součinitel axiální sil	$[-]$
C_M	Momentový součinitel	$[-]$
C_p	Součinitel výkonnosti	$[-]$
M	Otáčivý moment	$[\text{N} \cdot \text{m}]$
R	Poloměr vrtule	$[\text{m}]$
λ_0	Rychlostní poměr	$[-]$
k_r	Koeficient využitelnosti	$[\%]$
k_R	Betzův koeficient	$[-]$
D	Průměr rotoru	$[\text{m}]$
P_{Dnc}	Činitel navýšení výkonu systémové rezervy	$[\text{W}]$
n	Otáčky (rotoru)	$[\text{ot/min}]$
n_1	Synchronní otáčky (taky n_c)	$[\text{ot/min}]$
f	Frekvence	$[\text{Hz}]$
$I_{v\text{ nř}}$	Přípustný harmonický proud	$[\text{A}]$
ΔU	Rozdíl napětí	$[\text{V}]$
U_n	Jmenovité napětí	$[\text{V}]$
P_{fr}	Činitel dlouhodobé míry flikru	$[-]$
c	Činitel flikru	$[-]$
S_{kv}	Zkratový výkon	$[\text{V} \cdot \text{A}]$

S_{nF}	Zdánlivý výkon zařízení	[V · A]
$I_{vnř}$	Skutečný harmonický proud	[A]
$i_{vnř}$	Vztažný přípustný proud harmonických	[A/MVA]
S_{AV}	Celkový připojitelný výkon	[V · A]
v_{UL}	Řád harmonických	[-]
U	Napětí	[V]
I	Proud	[A]
$\cos\varphi$	Účinnost	[-]
Q	Jalový výkon	[VAr]
P_{ftrms}	Činitel dlouhodobé míry flikru pro více zdrojů	[-]

SEZNAM POUŽITÝCH ZKRATEK

VTE	Větrná elektrárna
Obr.	Obrázek
apod.	A podobně
např.	Například
OZE	Obnovitelné zdroje energie
max.	Maximální
min.	Minimální
nn	Nízké napětí
vn	Vysoké napětí
Tab.	Tabulka
tzn.	To znamená
OPEC	Organizace států vyvážejících ropu
cca	Přibližně
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
THD	Činitel zkreslení vyššími harmonickými
HDO	Hromadné dálkové ovládání
ČR	Česká republika

OBSAH

ÚVOD.....	1
1 Popis technologického vývoje větrných elektráren.....	2
1.1 Počátky rozvoje větrných elektráren.....	2
1.2 Vývoj větrné energetiky v ČR.....	3
1.3 Odhad rozvoje větrné energetiky v období 2010 – 2015 a výhled do roku 2050.....	4
1.4 Trendy v oblasti vývoje větrných elektráren.....	6
1.5 Omezení pro větrné elektrárny.....	7
2 ROZBOR SPOLEHLIVOSTI JEDNOTLIVÝCH KOMPONENTŮ VTE.....	8
2.1 Poruchovost větrných elektráren.....	8
2.2 Systém údržby.....	8
2.3 Základní části větrné elektrárny a jejich popis nejčastějších závad.....	9
2.3.1 Části větrné elektrárny, na kterých dochází k nejčastějším závadám.....	18
2.4 Popis základních částí větrné elektrárny.....	10
2.4.1 Generátor.....	10
2.4.2 Rotor – větrný motor.....	11
2.4.3 Převodovka.....	12
2.4.4 Mechanismus natáčení gondoly.....	12
2.4.5 Stožár a rám strojovny.....	13
2.4.6 Regulační systém.....	13
3 VLIV VĚTRNÝCH ELEKTRÁREN NA PROVOZ ES A KVALITU DODÁVKY ELEKTRICKÉ ENERGIE.....	14
3.1 Stávající prostředky regulace.....	14
3.2 Shrnutí vlivů větrných elektráren na přenosovou síť České republiky.....	15
3.2.1 Vlivy větrných elektráren na provoz elektrizační soustavy.....	15
3.2.2 Působení větrných elektráren na řízení soustavy jako celku.....	16
3.2.3 Vliv větrných elektráren na celkovou dispečerskou zálohu.....	16
3.3 Výpočet ustáleného stavu sítě.....	18
3.4 Flicker – kolísání napětí.....	19

3.5	Útlum signálu HDO.....	20
3.6	Proudy vyšších harmonických.....	20
3.7	Pravidla připojování větrných elektráren do PS.....	21
3.7.1	Požadavky na dodávku činného výkonu z větrné elektrárny.....	22
3.7.2	Požadavky na činnost větrných elektráren při poruchách v síti.....	22
3.7.3	Vzdálené zkraty od předacího místa.....	22
3.7.4	Blízké zkraty od předacího místa.....	22
3.7.5	Požadavky na činnost větrných elektráren při změnách frekvence v síti.....	24
3.7.6	Požadavky na činnost VTE z hlediska regulace napětí a jalových výkonů.....	25
3.7.7	Požadavky na kvalitu elektrické energie předávané z VTE a její sledování.....	26
3.7.8	Určení předpokládané míry vjemu flikru výroby VTE.....	26
3.7.9	Požadavky na chránění předacího místa PS/VTE.....	26
3.8	Požadavky na obnovitelné zdroje s instalovaným výkonem nad 15 MW připojované do sítě 110 kV.....	27
3.8.1	Výjimky pro výroby s obnovitelnými zdroji.....	27
3.8.2	Dodávka činného výkonu.....	27
3.8.3	Určení jmenovitého výkonu.....	28
3.8.4	Dodávka jalového výkonu.....	28
3.8.5	Činnost VTE při poruchách v síti.....	28
4	ANALÝZA MĚŘENÍ VTE.....	32
4.1	Analýza změn dodávaného výkonu větrné elektrárny.....	32
4.2	Změny v dodávce elektrické energie z VTE s ohledem na denní diagram zatížení.....	36
4.3	Analýza změn dodávky elektrické energie z VTE během dne.....	37
4.4	Možné varianty výkonových bilancí sledované VTE ve Veselí u Oder.....	40
4.4.1	Kladná výkonová bilance.....	41
4.4.2	Vyrovnaná výkonová bilance.....	41
4.4.3	Záporná výkonová bilance.....	42
4.5	Ilustrativní srovnání obecného DDZ s průměrnou denní produkcí VTE.....	44
5	ZÁLOHOVÁNÍ VTE S MOŽNOSTÍ AKUMULACE ENERGIE.....	45

5.1	Vysvětlení pojmu akumulace.....	45
5.2	Současné způsoby řízení toku elektrické energie.....	45
5.3	Způsoby akumulace elektrické energie.....	45
5.4	Další netradiční možnosti akumulace.....	46
5.5	Elektrárny s plynovými turbinami.....	48
5.6	Současné nepoužívané způsoby akumulace energie z VTE.....	49
5.7	Kombinace VTE a kogeneračního zařízení.....	51
5.8	Možné způsoby akumulace energie z VTE v budoucnu.....	52
5.8.1	Supravodivý indukční akumulátor.....	52
5.8.2	Výroba obnovitelného vodíku z OZE.....	53
6	EKONOMICKÉ ZHODNOCENÍ DODÁVKY ELEKTRICKÉ ENERGIE Z VTE DO DISTRIBUČNÍCH SÍTÍ.....	54
6.1	Ekonomické problémy VTE.....	55
6.2	Ekonomicky vhodné lokality pro výstavbu VTE.....	55
6.3	Podmínky pro vstup investorů.....	56
6.4	Technicko-ekonomické parametry.....	56
6.5	Ekonomické zhodnocení návratnosti investic projektu výstavby VTE ve Veselí u Oder...57	
6.6	Investiční a provozní náklady.....	57
6.6.1	Obecné investiční náklady a podmínky pro úspěšnou instalaci.....	57
6.6.2	Investiční náklady	58
6.6.3	Provozní náklady.....	58
6.6.4	Cena výkupu energie z VTE.....	59
6.6.5	Zelené bonusy.....	59
	ZÁVĚR.....	61
	LITERATURA.....	62

ÚVOD

Využívání výroby elektrické energie z větrných elektráren patří z hlediska energetických zdrojů mezi velmi mladou technickou oblast a to jak ve světě, tak zvláště na území ČR. Proto je i mimo jiné současný stav a rozvoj větrné energetiky provázen mnoha problémy. V této práci se řeší především problémy s rostoucím počtem větrných elektráren připojovaných do sítí a jejich důsledky. Mezi ty nejzávažnější patří z hlediska dodávky výkonu, problém s jeho kolísáním během celého dne, kdy se tyto rozdíly v produkci elektrické energie musí určitým způsobem kompenzovat. Tyto nerovnováhy v dodávce výkonu do přenosové sítě se řeší pomocí podpůrných a systémových služeb. Tyto zálohy však představují náklady, které se projeví na ceně za elektrickou energii u konečného zákazníka. Tato práce se zabývá také rozvojem větrných elektráren a to od počátku až k současným vývojovým trendům. Největší rozmach větrné energetiky na území ČR začal v roce 2005, kdy vstoupil v platnost zákon 180/2005 Sb. Tento zákon, znamenal pro investory výhodné podmínky a to zejména z pohledu vysokých garantovaných výkupních cen, daňových úlev a zeleného bonusu. V této práci jsou taky uvedeny možnosti uchování energie z větrných elektráren a současně nové poznatky a způsoby akumulací. Poslední kapitola řeší návratnost vložených investic do výstavby větrných elektráren v lokalitě Veselí u Oder.

1 Popis technologického vývoje větrných elektráren [7, 4, 16, 17, 14, 18, 34]

Vývojem velkých větrných elektráren se v České republice dosud nikdo důkladně nezabýval, proto zde nejsou zkušenosti z vývoje i provozu. Mohou je však nabídnout zahraniční společnosti, které je uplatňují v konkrétních technických řešeních. Pro maximální využití síly větru jsou nutná účinná technická řešení. Jejich výzkum a vyzkoušení stojí mnoho finančních prostředků, které se pak odrazí v cenách za speciální nástavby na listech vrtulí za účelem maximálního využití síly větru.

1.1 Počátky rozvoje větrných elektráren

Již od starých časů se lidé snažili porozumět vzniku větru a jeho existenci vysvětlovali mnoha způsoby. Možnost využití energie větru si lidé uvědomili velmi brzy, vítr byl zřejmě první živel, který se člověku podařilo ovládnout. Prvním mužem, který se vážně zabýval myšlenkou vyrábět "pomocí vzduchu" elektřinu a který zřejmě také jako první na světě zhotovil větrný motor vyrábějící elektrický proud byl Poul la Cour (1846 - 1908). Bylo to v roce 1891 a vyrobený proud používal pro elektrolýzu ve své škole. Roku 1897 byla vedle prvních provizorních dřevěných objektů postavena kamenná budova, přímo určená pro výzkum větrných elektráren. Na její částečně ploché střeše byl navržen a postaven větrný mlýn holandského typu, původně s netypickým počtem dvanácti lopatek, který však nesloužil k mletí obilí, ale od počátku poháněl dynamo k výrobě elektrického proudu. Na jeho místě později vznikla zkušební plošina pro další typy větrných elektráren. Pozoruhodné je, že tuto ryze industriální stavbu projektoval jeden z nejvýznamnějších dánských architektů P. V. Jensen – Klint.

Když se propojení větrného rotoru s dynamem ukázalo provozuschopné, začal v novém objektu Poul la Cour postupně vyvíjet a zdokonalovat další větrné elektrárny a jejich komponenty a i po jeho smrti roku 1908 tato větrná laboratoř fungovala. Poslední a nejdokonalejší větrná elektrárna vystřídala na plošině původní zařízení s podobou větrného mlýna roku 1929. Její rotor se čtyřmi křídly, stále ještě připomínající lopaty klasického větrného mlýna, byl uložen na přibližně 20 m vysoké ocelové příhradové konstrukci, která byla pro korozi demontována až roku 1968.

Poul la Cour experimentoval i s tvarem a počtem lopatek rotoru pro větrné elektrárny. Používal k tomu tehdy unikátní zkušební zařízení – větrný tunel, před jehož ústím instaloval postupně různé modely větrných kol s různým počtem lopatek a ověřoval jejich vlastnosti. Na základě svých experimentů a měření pak formuloval i základní rovnici pro výkon větrného rotoru. Aby eliminoval při pohonu elektrického dynamu výkyvy v rychlosti větru a zajistil dynamu co nejstálější otáčky, sestrojil Poul la Cour i další unikátní mechanické zařízení, tzv. kratostat, který samočinně udržoval otáčky pohonu dynamu.

Ve 20. století se vyvíjely různé motory, např. větrný motor postavený v SSSR a Jalty na Krymu v roce 1931 o výkonu 100 kW. Všechny tyto větrné motory pracovaly na odporovém principu: vítr se opírá do lopatky (např. ve tvaru rovinné desky), která mu klade odpor a tím se vyvíjí síla otáčející rotorem. Účinnost takového motoru je velmi nízká a zdaleka nedosahuje ani 20 %. Toto ve třicátých letech vedlo ke konstrukci větrných motorů pracujících na vztakovém principu, kdy vítr obtéká lopatku, jež má profil podobný letecké vrtuli (křídlu). Účinnost větrného motoru této konstrukce může převýšit i 50 %.

V Evropě se velký zájem o větrnou energetiku objevil v 70. letech 20. století. Důvodů pro obrat k obnovitelným zdrojům energie bylo několik. První náznak bylo možné pozorovat již v konceptu manželů Meadowsových, kteří formulovali myšlenku udržitelného rozvoje. Tato teze nebyla politiky

brána příliš vážně. V roce 1973 však země OPEC (Organizace států vyvážejících ropu) uvalily embargo na vývoz ropy do zemí euroatlantického prostoru. Mnoho politiků si v této době uvědomilo křehkost států, jež jsou závislé na dovozu energetických zdrojů. To byl jeden ze zásadních impulsů, který přispěl k tomu, že západní společnosti začaly hlouběji přemýšlet o náhradě tradičních energetických surovin. Svoji roli zde sehrála i otázka znečišťování životního prostředí. Mezi průkopníky větrné energie v Evropě patří Německo a Dánsko.

1.2 Vývoj větrné energetiky v ČR

V České republice se začaly větrné elektrárny stavět v 80. a 90. letech 20. století. K prvním podnikům, které začaly vyrábět větrné elektrárny v ČR, patřily Frýdecko-Místecké Mostárny. Růst zájmu o větrnou energetiku v tuzemsku bylo možné pozorovat zejména mezi lety 1990–1995. Od druhé poloviny 90. let 20. století se však tento „boom“ zastavil. Příčinu můžeme hledat v nezájmu politických elit o danou problematiku, jenž se projevil v nedostatečné legislativě upravující oblast obnovitelných zdrojů. Důsledkem toho byly velmi nízké výkupní ceny elektřiny vyrobené z větrných elektráren, jež se pohybovaly kolem 0,9 – 1,13 Kč za 1 kWh. Druhou příčinu můžeme vidět v nedostatečném výzkumném zázemí podniků a v poruchovosti tehdy vyráběných elektráren.

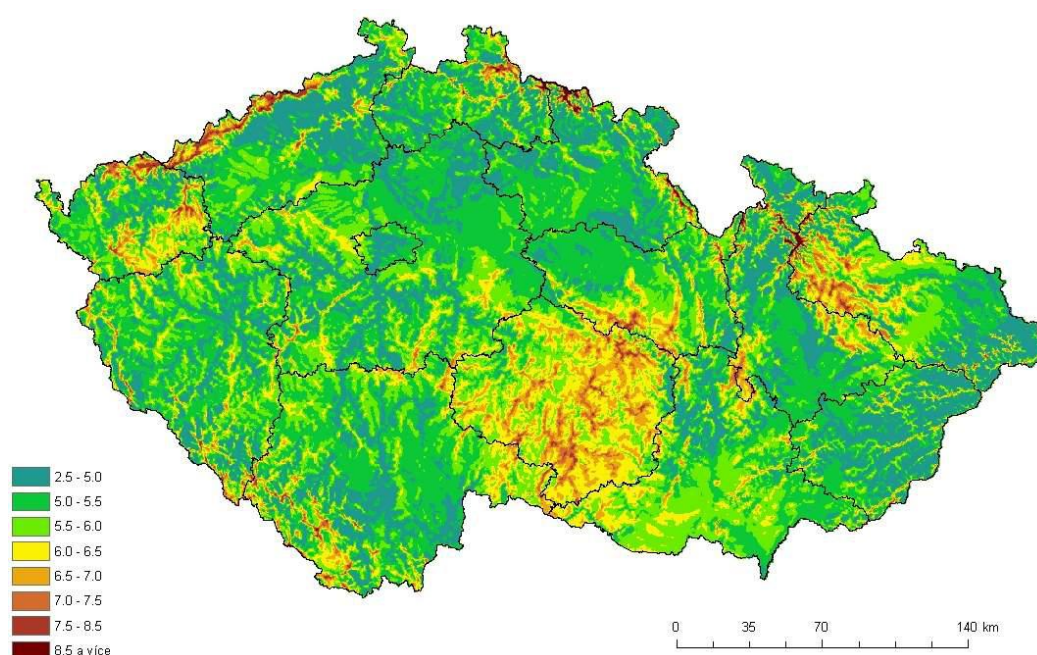
V dnešní době je energie větru využívána pomocí větrných turbín téměř výhradně pro energetické účely. Zlom v užívání větrné energie přineslo nové milénium. Od roku 2001 jsou výkupní ceny elektřiny vyrobené z větrné energie určovány centrálně Energetickým regulačním úřadem (ERÚ) a nikoli regionálním distributorem. Postupný nárůst cen (a také jistota garance jejich výše) přispěly k zatraktivnění větrné energie pro mnoho investorů. Dalším pozitivním aspektem v legislativě, jež upravuje oblast obnovitelných zdrojů, bylo přijetí zákona č. 180/2005 Sb. Podle něho je provozovatel distribuční či přenosové soustavy povinen připojit přednostně elektrárny užívající pro výrobu elektřiny obnovitelné zdroje energie. Díky těmto krokům se od roku 2002 zvyšuje počet větrných elektráren, které jsou každoročně v ČR otvírány.

Začátek výroby novodobých větrných elektráren v ČR se datuje na konec 80. let minulého století. V současné době větrné elektrárny pracují v desítkách lokalit v ČR, jejich nominální výkon se pohybuje od malých výkonů (300 kW) pro soukromé využití až po 5 MW. Na konci roku 2009 bylo v ČR podle údajů Energetického regulačního úřadu instalováno celkově 193,2 MW ve větrných elektrárnách. Česká společnost pro větrnou energii letos očekává zdvojnásobení výroby elektřiny z větru oproti loňsku na hranici 250 GWh. Mezi výrobce patří několik českých firem, u velkých výkonů to jsou především dodavatelé z Německa.

Problematika využívání obnovitelných zdrojů energie a tedy i větru je v současné době velmi aktuální a v mnoha zemích se opět rozvíjí výroba větrných motorů s hlavním zaměřením na výrobu elektrické energie. Hlavní zájem o výrobu větrných motorů je v zemích s rozvinutým průmyslem a s příznivými větrnými podmínkami. Naše republika nemá tak výhodné podmínky pro využití větrné energie jako např. některé přímořské státy. Přesto každá investice, která umožní výrobu elektrické energie a ušetří tuny oxidu siřičitého, oxidu dusíku, oxidu uhličitého nebo popílku je dobrou investicí.

V ČR se pro výstavbu větrných elektráren počítá s plochami v nadmořských výškách zpravidla nad 600 m, technologický rozvoj však již umožňuje vyrábět elektřinu z větru efektivně i v mimo horských oblastech. Až na výjimky se nicméně vhodné lokality nacházejí v horských pohraničních pásmech Krušných hor a Jeseníků, popř. v oblasti Českomoravské vrchoviny.

Místa, kde jsou příznivé větrné podmínky, leží převážně v oblastech, které patří mezi zákonem chráněné oblasti. Odhaduje se, že z tohoto důvodu odpadá 60–70 % vhodných ploch pro výstavbu větrných elektráren. V současné době, kdy výška stožárů dosahuje až 100–150 metrů, se otevírá možnost využít i zalesněných ploch. Podle odborných studií má největší potenciál větrné energie oblast severních Čech a severní Moravy, následuje jižní Morava a západní Čechy. Nejméně „větrné“ jsou jižní Čechy. Budoucnost ve větrné energii vidí i česká elektrárenská společnost ČEZ, která se chystá do větrných elektráren do roku 2020 investovat 20 miliard Kč. Tato strategie je poměrně překvapivá, protože „větrníky“ potřebují k provozu oblasti s průměrnou rychlostí větru vyšší než 6 m/s, kterých není mnoho. Podle údajů ERÚ bylo v srpnu 2009 v ČR využito pouze 193,2 MW větrné energie z celkového potenciálu 900 MW, což víceméně odpovídá odhadovanému 13% využití výkonu větrných elektráren.



Obr. 1 Větrná mapa České republiky, průměrná roční rychlost větru ve výšce 100 m nad zemí

1.3 Odhad rozvoje větrné energetiky v období 2010 – 2015 a výhled do roku 2050

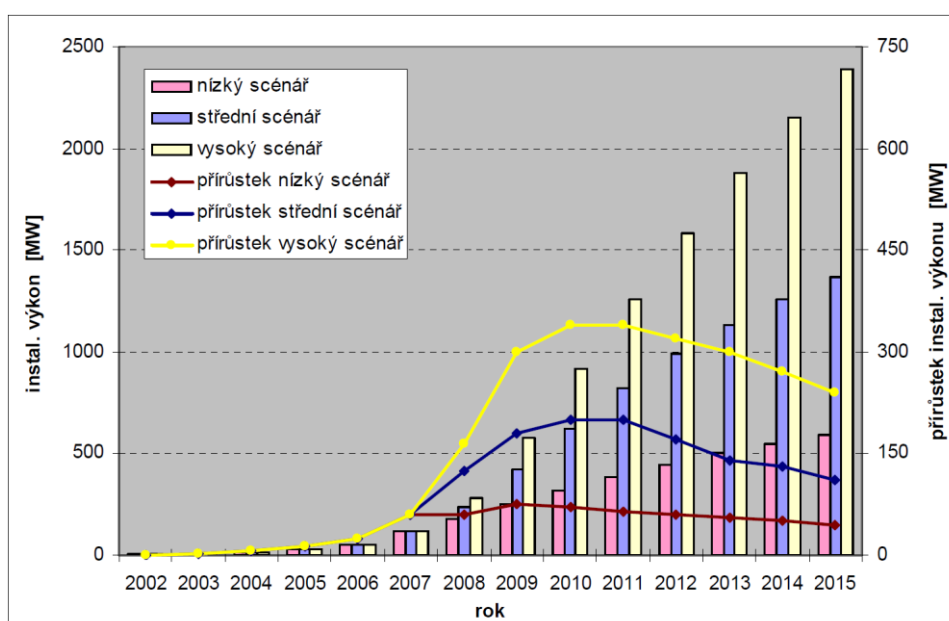
Odhad rozvoje větrné energetiky na území ČR vychází z následujících základních předpokladů:

1. Legislativní podmínky, ovlivňující výstavbu VTE budou obdobné současným. Poměr výkupní ceny energie z větru vůči investičním nákladům zůstane zachován se zahrnutím inflačního indexu.
2. Nosnými technologiemi větrných elektráren pro území České republiky budou turbíny s nominálním výkonem v intervalu 2 až 3 MW. Větrné elektrárny ve výkonové třídě 4 - 5 MW zůstanou i v budoucnu určeny pro instalaci na moři a možnost jejich výstavby v podmínkách ČR bude jen velmi omezená.

Nejdynamičtější rozvoj předpokládáme v období let 2010 - 2012, kdy bude největší tlak na realizaci současných projektů. Jeho kvantitativní vyjádření odvozujeme od kapacit projektů na výstavbu VTE, které:

- a) získaly souhlasné stanovisko při řízení EIA. Předpokládáme, že v období 2010 - 2012 bude z těchto projektů realizováno 75 % projektů.
- b) byly přihlášeny k řízení EIA. Předpokládáme, že z těchto projektů v období let 2010 až 2012 bude realizováno 50 % nyní přihlášených projektů.

Od roku 2012 očekáváme pozvolný pokles nově instalovaného výkonu. Hodnotu nasycení současných možností větrné energetiky vážeme na dobu mezi roky 2030 a 2040, kdy by již měla být vyjasněna realizovatelnost naprosté většiny potenciálních projektů VTE. Skutečný (2002 až 2009) a předpokládaný vývoj instalovaného nominálního výkonu větrných elektráren v období 2010 - 2015 na území ČR je uveden na obr.2. Na základě tohoto odhadu lze ve středním scénáři očekávat v příštích letech poměrně výrazný nárůst instalovaného výkonu, který v roce 2010 překročí hranici 500 MW. Podstatně nižší nárůst je očekáván v nízkém scénáři, který předpokládá další opožďování výstavby a dosažení této hranice očekává teprve v roce 2013. Vysoký scénář předpokládá jen minimální zpoždění současných projektů VTE oproti plánům a již v roce 2011 očekává přiblížení se hranici 1300 MW. Tento scénář ovšem považujeme s ohledem na poslední vývoj za nepříliš pravděpodobný. Z jiného úhlu pohledu lze říci, že ve středním scénáři rozvoje větrné energie na území České republiky (78 867 km²) lze očekávat, že instalovaný výkon bude srovnatelný se současným instalovaným výkonem na území státu Sasko (18 414 km²) zhruba v r. 2011 a na území celého Rakouska až v r. 2012.



Obr. 2 Skutečný a předpokládaný vývoj instalovaného výkonu VTE do roku 2015

Průběh budoucího rozvoje větrné energetiky je pochopitelně nutno brát jako orientační. Jak ukazují zahraniční zkušenosti, skutečný vývoj instalovaného výkonu VTE může být v závislosti na vnějších okolnostech značně nerovnoměrný. Zcela zásadní dopad mívají změny legislativních podmínek, ať již se jedná o určení výše či rozsahu podpory větrné energie nebo o podmínky při schvalování projektů

VTE. Množství nově instalovaného výkonu VTE může v důsledku těchto změn meziročně kolísat až v řádu několikanásobků, jak ukazuje například vývoj v USA, ale i v řadě dalších zemí.

Vývoj větrné energetiky po roce 2015 může být ovlivněn také budoucím technologickým pokrokem, v jehož důsledku by došlo ke zvýšení realizovatelného potenciálu větrné energie. Významný dopad by mělo především zlepšení možností využití méně větrných lokalit. K tomu by mohlo vést například zvětšování výšky VTE, které může být spojeno i s růstem rozměru jejich rotoru a výkonu. Samotné zvýšení jednotkového výkonu VTE (nevyhnutelně spojené s růstem velikosti rotoru) by mohlo také vést k částečnému navýšení potenciálu, ne však již tak zásadně, jako tomu bylo v minulosti. Mírné zvýšení výroby energie spojené s poklesem měrných výrobních nákladů je možné taktéž v souvislosti s dalším zvyšováním efektivity, spolehlivosti a životnosti VTE. Teoreticky nelze vyloučit ani rozvoj zcela odlišné technologie využívající energii větru efektivněji než současné VTE, takovému vývoji však zatím nic nenasvědčuje.

K výraznému zvýšení atraktivity energie z větru dojde v případě, pokud se energie vyrobená větrnými elektrárnami stane tržně konkurenceschopnou bez další podpory. Je velmi pravděpodobné, že budoucí vývoj bude směřovat tímto směrem, zda a kdy k tomu dojde, je však obtížné předvídat.

Zásadním impulsem, který by zvýšil atraktivitu využívání energie větru by bylo masivní rozšíření technologií umožňujících skladování elektrické energie, například palivových článků. Lze si ovšem samozřejmě představit i opačný scénář, kdy se jako efektivnější a přitom environmentálně přijatelné ukážou i jiné technologie výroby elektřiny, které budou VTE v současné podobě postupně vytlačovat. Budeme-li uvažovat pouze rozvoj technologie VTE v rámci současných konvencí (tedy zvětšování rozměru, výkonu a výšky VTE, její efektivity a spolehlivosti), pak lze v příštích desetiletích očekávat nárůst potenciálu větrné energie v ČR v řádu desítek procent, nikoli již v řádových hodnotách, jak tomu bylo v souvislosti s technologickým vývojem v minulosti. Tento očekávatelný nárůst celkového potenciálu není ve výsledcích této studie zahrnut, reálně by se projevil především nárůstem instalovaného výkonu VTE nad rámec naznačených hodnot v pozdější fázi prezentovaného výhledu.

1.4 Trendy v oblasti vývoje větrných elektráren

Mezi hlavní trendy v oblasti vývoje větrných elektráren a jejich investičních nákladů patří zejména růst průměrného výkonu zařízení, růst jejich efektivity v důsledku zdokonalených součástí a lepšího umístění a v neposlední řadě pokles investičních nákladů vztažených na instalovaný kW. V současnosti se investiční náklady na instalovaný kW v zahraničí pohybují mezi (cca 28 – 35 tis.Kč/kWh), z čehož zhruba 80% tvoří náklady na technologii a zbytek připadá na ostatní náklady jako připojení k síti, ostatní stavební práce a poradenství. V ČR představují odhadované investiční náklady dosud realizovaných projektů zhruba 50-70 tis.Kč/kW. U nově plánovaných projektů se očekává významný pokles investičních nákladů na úroveň srovnatelnou se zahraničím, přibližně 32 – 38 tis.Kč/kW a podíl technologie asi 85% na celkových nákladech.

Výše provozních nákladů silně koreluje se stářím zařízení. Na základě zahraničních zkušeností se provozní náklady pohybují mezi 380 – 470 Kč/MWh) vyrobené energie v průběhu celé životnosti elektrárny. Čtvrtinu tvoří náklady na opravy, údržbu a náhradní díly, menší podíly tvoří administrativní náklady, náklady na pozemek a pojištění. V ČR platí obdobný trend vývoje, ale v absolutních hodnotách jsou provozní náklady nižší v důsledku odlišných cenových hladin ve sféře služeb a pojištění. Jejich roční výše se pohybuje zhruba od 2% do 4% nákladů na technologii.

Současné vývojové trendy větrných elektráren jsou zaměřeny třemi směry. Prvním je optimalizace návrhu a propracování výrobních technologií existujících koncepcí elektráren, připojených na rozvodné sítě. Druhým směrem je vývoj, zkoušky a výroba větrných elektráren s horizontální osou, založených na jiných ideách než je současná koncepce. Třetím směrem je vývoj větrných elektráren, přizpůsobených požadavkům rozvojových zemí nebo určených do nezalidněných oblastí bez rozvodných elektrických sítí velkého výkonu.

Díky pokroku v technologii se postupně redukuje hmotnost a složitost generátorů VTE, snižuje se jejich hlučnost a naopak roste účinnost a výkon VTE. Moderní VTE o výkonu 2-3 MW dosahují dle typu jmenovitého výkonu při rychlosti větru od 10 do 16 m/s. Přičemž 1MW výkonu vystačí na pokrytí energetické spotřeby 1000 domácností, při výkonu 3MW je počet domácností trojnásobný. Spouštějí se při rychlosti větru 2-4 m/s a z bezpečnostních důvodů se vypínají při rychlosti větru 20 až 30 m/s.

Vývojem velkých větrných elektráren se v České republice dosud nikdo důkladně nezabýval, proto zde nejsou zkušenosti z vývoje i provozu. Mohou je však nabídnout zahraniční společnosti, které je uplatňují v konkrétních technických řešeních. Pro maximální využití síly větru jsou nutná účinná technická řešení. Jejich výzkum a vyzkoušení stojí mnoho finančních prostředků, které se pak odrazí v cenách za speciální nástavby na listech vrtulí za účelem maximálního využití síly větru. Instalovaný výkon větrných elektráren se dnes přiblížil k hranici 2–5 MW. Výzkum se projevil také v novince společnosti VESTAS, která vyrobila listy vrtule z uhlíkových vláken, a proto je možné vyrobit průměr vrtule 100 metrů, s listy dlouhými 49 metrů. Tato elektrárna je vhodná do slabších větrů.

1.5 Omezení pro větrné elektrárny

Větrné elektrárny jsou zdrojem, který nedodává elektrickou energii rovnoměrně, protože jsou závislé na větru. Většinou mají tyto zdroje nižší hustotu energie, takže k dodávce daného množství energie vyžadují větší plochu. Technologie na využití obnovitelných zdrojů jsou relativně nové a málo rozšířené. Z toho pak plynou vyšší náklady na výrobu energie z obnovitelných zdrojů. Dále větrné elektrárny například nelze budovat v místech velkých tahů ptactva, v rámci povolovacího řízení je nutné hodnotit dopad větrných elektráren na krajinný ráz apod. Zároveň je však prokázáno, že při dodržení minimálních pravidel ani velké farmy větrných elektráren nepůsobí na ptactvo rušivě a nezabraňují jeho migraci (viz například souhrnná studie „Větrné farmy a ptáci: Analýza vlivů větrných farem na ptáky a návod ohledně kritérií hodnocení vlivů na životní prostředí a ohledně výběru lokality“, kterou pro Stálý výbor „Úmluvy o ochraně fauny a flóry a přírodních stanovišť“ vypracovala v září 2003 organizace BirdLife International).

Osobně si myslím, že tyto nedostatky však jsou překonatelné a jejich řešení jsou známá a dostupná. Jsem přesvědčen, že přínosy využívání obnovitelných zdrojů převažují nad jejich nedostatky.

2 Rozbor spolehlivosti jednotlivých komponentů větrných elektráren

[4, 19, 20]

2.1 Poruchovost větrných elektráren

V posledních letech byly v oboru větrných elektráren vynaloženy značné prostředky v oblasti firemního výzkumu i výzkumu podporovaného z veřejných prostředků. Provozní zkušenosti ale ukazují, že výzkum se někdy trochu jednostranně orientoval zejména na aerodynamiku a generátory,

zatímco otázka provozní diagnostiky a především predikce vážných poruch s využitím prostředků technické diagnostiky zůstávala neprávem opomenuta.

Oproti ostatním strojům pracují větrné elektrárny v poměrně těžkých podmínkách. Vítr je totiž velmi nepravidelná síla. Důsledkem toho je soustrojí větrné elektrárny podrobeno mnohem většímu dynamickému namáhání než jiná zařízení. Nepříznivými provozními vlivy jsou také velký rozsah teplot, námraza, korozní vlivy, sluneční záření, dynamické namáhání, extrémní výkyvy rychlosti větru a jeho náhodné fluktuace. Opravy jsou přitom velmi drahé. Efektivita výroby elektrické energie ve větrných elektrárnách proto do velké míry závisí na nákladech na jejich servis a údržbu. Údaje pojišťoven ukazují, že k vážné havárii větrné elektrárny dochází průměrně jednou za 40 000 provozních hodin. Na první pohled tedy jde o relativně bezpečné zařízení. Promítneme-li si však tento údaj pro farmu například 20 elektráren, vyjde nám, že můžeme očekávat vážnou poruchu některé z nich každých 2000 hodin, což je vzhledem k provozní době příbřežních elektráren zhruba jednou za rok.

Z rozdělení počtu závad podle druhu je patrné, že největší počet z nich je způsoben elektrickým systémem, řídicím systémem, senzory a nakonec i hydraulikou.

Počet poruch však nevypovídá o jejich závažnosti. Z ekonomického hlediska je kromě ceny opravy také důležité vědět, jakou dobu neprodukuje elektrárna proud v důsledku vady. Zde už vychází pro dobu odstávky nejhůře poruchy převodovek následované poruchami řídicího systému a elektrického systému. Větrné elektrárny v prostředí střední Evropy nebudou mít takové podmínky provozu jako příbřežní elektrárny. Budou však mít také kratší provozní dobu vzhledem k větší nepravidelnosti větru na pevnině. Právě z tohoto důvodu musí být větrná elektrárna připravena využít maximum z možných povětrnostních podmínek.

2.2 Systémy údržby

Systémy provádění údržby lze zhruba rozdělit do tří kategorií: údržba prováděná po poruše, podle časového plánu a podle skutečného stavu. Všechny tyto způsoby se stále u průmyslových zařízení používají. Údržba metodou po poruše má smysl a ekonomický význam u zařízení, která nejsou z provozního hlediska klíčová, jsou zálohovaná nebo velmi levná nebo neovlivňují přímo ekonomický výkon provozu.

Údržba podle časového plánu je druh preventivní údržby, který se provádí u zařízení, u nichž není možné zjistit skutečný stav nebo je z ekonomického či spolehlivostního a bezpečnostního hlediska třeba mít jistotu a rezervu určitého časově bezproblémového provozu (letecké motory).

Údržba podle skutečného stavu postupně z ekonomických a dalších důvodů nahrazuje předchozí typy údržby. Pro takový způsob udržování provozního zařízení je však zapotřebí mít dostatek informací a umět je správně vyhodnotit. Získávání informací o stavu zařízení se děje především měřeními různých provozních a diagnostických veličin. Trvalé sledování a hodnocení získaných údajů zabraňuje neočekávaným rychle vzniklým haváriím. Metodami predikce stavu a sledování vývoje naměřených veličin se pak odhaduje zbývající provozní čas do poruchy a plánuje se údržba v provozně-ekonomickém optimu času a ceny.

Nasazení systému diagnostického systému větrné elektrárny může výrazně pomoci jejich výrobcům zvýšit konkurenceschopnost především na zahraničních trzích, resp. zlepšit jejich pozici v porovnání s vyspělými zahraničními konkurenty. Metoda dálkového přenosu dat, zatím užívaná jen v omezené

míře u velkých technologií, navíc umožňuje výrobcům větrných elektráren a servisním organizacím nabízet kvalitativně i kvantitativně zcela nový druh služeb pro zákazníky.

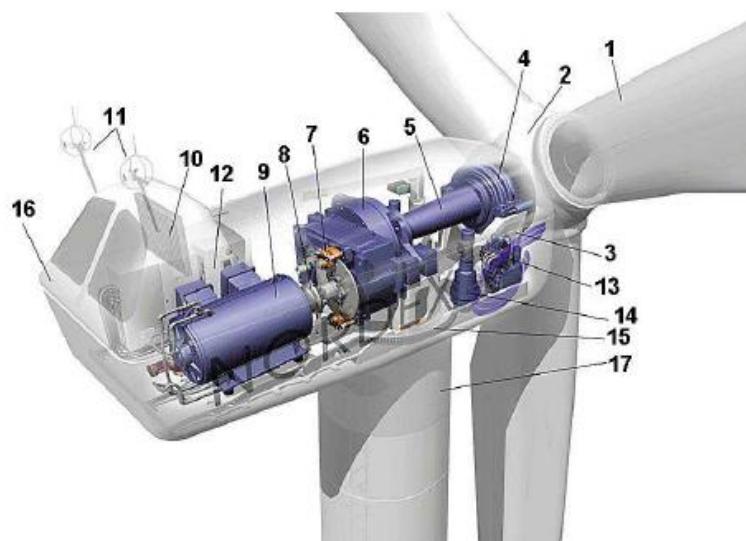
2.3 Základní části větrné elektrárny a jejich popis nejčastějších závad

Níže jsou uvedeny hlavní mechanické komponenty a jejich závady podle hodnocení Allianz Centre of Technology (AZT).

Hlavní součásti větrné elektrárny jsou: rotor, převodovka, generátor, pomocné agregáty, natáčení gondoly, řídicí systém a komunikační systém.

2.3.1 Části větrné elektrárny, na kterých dochází k nejčastějším závadám

- **Lopatky rotoru** - laminátové lopatky rotoru představují nejzranitelnější část větrné turbíny. Blesky nebo kontakt s věží mohou vyústit v extrémně závažné poruchy. Také chyby návrhu a výrobní vady mohou způsobovat problémy za normálního provozu. Na rotoru se například mohou vyvíjet praskliny na hranách, na koncích nebo u náboje. Z důvodu charakteristiky zátěže praskají také čepy lopatek.
- **Ložisko rotoru** - poškozené nebo zerodované oběžné plochy ložiska vyústit v prasknutí kroužků ložiska. Protáčení vnitřního kroužku ložiska může v některých případech vyústit až v prasknutí hřídele a způsobit totální ztrátu turbíny.
- **Přenosová ložiska** - vady oběžné dráhy hlavního ložiska rotoru mohou indukovat vady oběžných drah následných vysokootáčkových ložisek, růst jejich teploty a následné zničení. Vady oběžných ploch těchto ložisek pak ovlivňují síly v převodovce.
- **Převodovka** - podle výsledků zkoumání AZT jsou nejčastějšími vadami vydírání povrchu a neuspokojivý tvar kontaktních ploch zubů. Přetěžování od dynamických sil vede k odřezávání materiálu ze zubů a k pittingu.
- **Ložiska generátoru** - prokluzování nebo opotřebení ložisek generátoru mohou způsobit protáčení vnitřního kroužku ložiska na hřídeli až do bodu, kdy začne docházet ke kontaktu rotoru se statorem.
- **Monitorování stavu stroje a prediktivní údržba** - podle švédských údajů se četnost výskytu poruch v rozmezí let 2000 – 2004 pohybovala na takové úrovni, že z množství cca 750 sledovaných větrných turbín bylo vykazováno ročně až 300 poruch. Z rozdělení počtu závad podle druhu je patrné, že největší počet z nich je způsoben elektrickým systémem, řídicím systémem, senzory a nakonec hydraulikou.



- | | |
|----------------------|------------------------|
| 1. Vrtule | 10. Radiateur |
| 2. Ložisko orientace | 11. Měřicí systém |
| 3. Vzpěrka | 12. Kontrolní systém |
| 4. Ložisko otáčeče | 13. Hydraulický systém |
| 5. Hřídel motoru | 14. Redukce směrovače |
| 6. Multiplikátor | 15. Ložisko směrovače |
| 7. Hydraulika brzdy | 16. Kryt |
| 8. Spojka generátoru | |
| 9. Generátor | |

Obr. 3 Schematické znázornění VTE VESTAS V90 s popisem jednotlivých částí

2.4 Popis základních částí větrné elektrárny

2.4.1. Generátor

Generátory jsou elektrické točivé stroje, které pracují na základě elektromagnetické indukce. Mohou být synchronní, asynchronní nebo stejnosměrné. U větrných elektráren slouží generátor k přeměně točivé mechanické energie, která vzniká pomocí větrného motoru na energii elektrickou. Energie z větrného motoru je na hřídel generátoru přenášena přes převodovku. Jejich základní vlastnosti se mění podle toho, zda elektrárna pracuje samostatně a dodává elektrickou energii spotřebičům v samostatné místní síti nebo je připojena na rozvodnou elektrickou síť a spolupracuje s dalšími zdroji.

Generátory používané ve větrných elektrárnách lze rozdělit do čtyř skupin:

- stejnosměrné generátory (dynama)
- synchronní generátory (alternátory)
- asynchronní generátory
- generátory s permanentními magnety

Elektrická energie se ve větrných elektrárnách vytváří většinou asynchronními nebo synchronními generátory trojfázového střídavého proudu, mohou však být použity i jiné typy generátorů např. pro malé větrné elektrárny se obvykle používají stejnosměrné generátory, které umožňují přímé dobíjení akumulátorů, popř. střídavé generátory běžněji na bázi permanentních magnetů s vhodným typem usměrňovače, které jsou v dnešní době levné. Ve větších větrných elektrárnách se obvykle používají synchronní a asynchronní generátory.

Výhodou synchronních generátorů je poměrně velká účinnost a poměrně nízké pracovní otáčky. Jsou však schopny vyrábět proud a napětí požadovaných parametrů i při vysokých otáčkách, proto jsou použitelné pro široký rozsah rychlostí větru. V porovnání s asynchronními generátory jsou však mnohem dražší a vyžadují komplikovaný řídicí systém, který je schopen snímat otáčky, napětí, fázový posun, okamžik připojení a odpojení k síti. Synchronní generátor je možno připojit k síti přesně v okamžiku, kdy jsou shodné okamžité hodnoty napětí a průběhy fází generátoru a sítě.

Asynchronní generátory mají vysokou provozní spolehlivost, jsou levnější konstrukce, nemají žádné rotující kontakty, jsou velmi snadno přifázovatelné k síti, při připojení k síti se neprojevují oscilační jevy. Asynchronní generátor lze připojit k síti, i když se jeho otáčky liší od synchronních o pět procent. Připojovací systém je velmi jednoduchý a sestává pouze ze zařízení sledujícího otáčky generátoru. Navíc při spouštění větrné elektrárny nebo i při jejím provozu může asynchronní stroj pracovat také jako motor. Těto funkce se často využívá u rychloběžných elektráren, jejichž rozběhový moment je malý. Nevýhodou asynchronního generátoru je, že odebírá ze sítě, na kterou je připojen magnetizační proud a jemu odpovídající jalový výkon, čímž zhoršuje účinnost sítě. Tento jalový výkon lze kompenzovat připojením kondenzátorových baterií.

2.4.2. Rotor – větrný motor

Jsou to zařízení, která transformují kinetickou energii vzduchu na energii mechanickou. Základní princip jejich funkce spočívá v tom, že zpomalují proud vzduchu, který protéká jejich pracovní plochou, a tím odnímají část jeho energie. Podle toho na jakém aerodynamickém principu pracují, je dělíme na odporové a vztlkové. Odporové motory pracují s nízkou účinností. Patří sem větrné mlýny a Savoniův rotor (turbína). Na vztlkovém principu pracují vrtule a větrná kola s vodorovnou osou a Darrieův motor se svislou osou.

Větrné motory se svislou osou nejsou závislé na směru větru, např. Darrieův vertikální motor pracující na vztlkovém principu. Větrný motor s vodorovnou osou se musí natáčet proti nebo po směru větru.

Jednotlivé typy větrných motorů:

- Lopatkové kolo patří mezi pomaloběžné motory. Používají se mnoho lopatková kola, počet lopatek se pohybuje mezi 12 – 24. Průměr lopatkového kola je 5-8m. Maximálního výkonu je dosahováno při rychloběžnostech 1. V porovnání s rychloběžným typem motoru má tento typ motoru pouze 75% účinnost, rotor je poměrně těžký a navíc je lze používat jen pro rychlost větru 3-7m/s. Jejich použití pro výrobu elektrické energie je proto nevhodné. Maximální výkon lze spočítat ze vztahu:

$$P = 0,15 \cdot v^3 \cdot D^2 \quad (1)$$

P – mechanický výkon (W); v – rychlost větru ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$); D – průměr rotoru (m)

- Vrtule je základním prvkem větrného motoru pracujícího na vztakovém principu, který může být posuzován jako rotující křídlo. Pro jejich navrhování i posuzování je nutné znát základní aerodynamiku leteckých profilů a potřebné názvosloví. Je to větrný motor s nejvyšší dosažitelnou účinností, která může dosahovat až 58%. Současně to je rychloběžný typ motoru. Její rychloběžnost je dána poměrem obvodové rychlosti špiček rotorů k rychlosti větru a může se dosáhnout poměru až 10. Maximální účinnosti vrtule se dosahuje při hodnotách rychloběžností kolem 6. Počet listů bývá 1 – 4, nejčastěji však 2 – 3. Maximální výkon lze spočítat ze vztahu:

$$P = \frac{\rho}{2} C_p \cdot A \cdot v^3 \quad (2)$$

, kde P – mechanický výkon (W); A – velikost plochy lopatek (m^2); ρ – hustota vzduchu ($kg \cdot m^{-3}$); v – rychlost větru ($m \cdot s^{-1}$); C_p – výkonový součinitel, který vyjadřuje poměr výkonů rotoru k výkonu větru, který celou plochou rotoru protéká. Součinitel výkonnosti je sám o sobě funkcí rychlosti větru a je dán konstrukčním řešením turbíny, konkrétně převodní křivkou úhlu natočení lopatek turbíny v závislosti na rychlosti větru. To, v kombinaci s kubickou závislostí na rychlosti větru způsobuje pronikavou závislost skutečného výkonu na rychlosti větru (při poloviční rychlosti je výkon osminový atd.). Pro třílistý rotor, který je v elektroenergetice nejpoužívanější se tento součinitel pohybuje v mezích od 0,18 do 0,39.

2.4.3. Převodovka

Důležitým zařízením větrného motoru je převodové ústrojí. Převodovka slouží k přenosu mechanického výkonu z větrného motoru na hřídel generátoru. Je to tedy důležité zařízení větrného motoru. Ze základních výpočtů jsme zjistili, že otáčky větrného motoru jsou relativně nízké a jen výjimečně vyhovují požadovaným otáčkám pracovního stroje. Platí to zejména pro pracovní stroje umístěné přímo v gondole větrného motoru, kdy je potřeba, aby měly co nejmenší hmotnost a pracovaly při vyšších otáčkách, než jsou otáčky rotoru. Je tedy nutné, mezi rotor větrného motoru a pracovní stroj zařadit převodové ústrojí s relativně velkým převodovým poměrem, které otáčky rotoru značně zvýší, zvláště u větrných motorů velkých výkonů. Používají se několikastupňové převodovky, na jejichž těleso je obvykle přímo připojena brzda. Požadavky na kvalitu převodových ústrojí jsou velmi vysoké, protože je požadována jejich velká životnost, vysoká těsnost a nízká hlučnost.

2.4.4. Mechanismus natáčení gondoly

Natočení rotoru na směr větru lze zajistit několika způsoby:

- ocasní plochou
- bočními pomocnými rotory
- pomocnými elektromotory

Ocasní plocha je nejjednodušší způsob natáčení rotoru do směru větru. Využívá se zejména u malých elektráren o výkonu do pěti kW. Podstata spočívá v tom, že strojovna větrné elektrárny je opatřena plochou podobnou ocasní ploše větrné korouhve, která je pevně spojena s rámem strojovny. Při změně směru větru tak vznikne točivý moment, který pootočí celou strojovnu do požadovaného směru. Zařízení je velmi jednoduché, spolehlivé a levné. Nevýhodou je vznik značných gyroskopických momentů při otáčení strojovny, které způsobují namáhání hlavního hřídele větrné elektrárny na ohyb.

Boční pomocné rotory jsou tvořeny dvojicí lopatkových kol nasazených na pastorek zabírající do ozubeného kola věnce pevně spojeného se strojovnou elektrárny. Při poryvu bočního větru se pomocné rotory roztočí a pozvolna natočí strojovnu do požadovaného směru. Výhodou je pomalé natáčení a tím velmi malé namáhání gyroskopickými momenty. Nevýhodou je složitější konstrukce.

Natáčení pomocnými elektromotory se používá u větrných elektráren velkých výkonů připojených na síť. Skládá se ze snímacího členu v podobě větrné korouhve a anemometru, vyhodnocovací elektroniky a akčního členu, jenž představuje elektromotorem poháněný pastorek zapadající do ozubeného kola věnce. Věncem je opět pevně spojen se strojovnou tak jako v předešlém případě. Pokud čidla zaznamenají změnu směru větru, vyhodnocovací elektronika uvede v činnost pomocný elektromotor a tím dojde k pomalému natočení celé strojovny do požadovaného směru. Výhodou je přesné a pozvolné natočení do směru větru, nevýhodou je vyšší cena daná větší složitostí zařízení. Pro elektrárny větších výkonů je však toto zařízení nezbytné.

2.4.5 Stožár a rám strojovny

Stožár malých větrných elektráren o výkonu do pěti kW obvykle tvoří trubkový stožár kotvený lany v jedné nebo několika výškách. U elektráren středních výkonů se používají příhradové stožáry. Z transportních důvodů jsou dělené na několik částí a spojují se až na místě instalace. Elektrárny velkých výkonů mohou mít stožár příhradový nebo tubusový. Výroba tubusu je sice technologicky náročnější, ale výhodou je možnost využití tubusu pro umístění kontrolních a řídicích prvků. Základním problémem, který je nutno řešit při návrhu jakéhokoli stožáru, jsou vlastní frekvence celého systému. Tyto frekvence musí být vhodnou konstrukcí a kotvením vyloučeny, jinak by mohlo dojít k havárii stožáru. Konstrukce rámu je tvořena u všech velikostí elektráren ocelovým svařencem z tenkostěnných uzavřených profilů. Některé konstrukce využívají samonosné těleso převodové skříně, na které jsou připevněny všechny ostatní součásti strojovny.

2.4.6 Regulační systém

Druh požitého regulačního systému větrné elektrárny závisí na druhu a velikosti větrné elektrárny. Pro větrné elektrárny, které dodávají elektrickou energii do elektrizační soustavy se regulační systém skládá z těchto částí:

- ovládací a kontrolní prvky
- systém řízení a brzdění vrtule
- kontrolní systém jednotlivých částí elektrárny
- systém natáčení strojovny do směru větru, systém připojení k síti.

V dnešních moderních velkých elektrárnách se využívá vyspělé automatické regulace, například sestávající se ze systému individuální regulace natáčení listů rotoru (Individual Pitch Control – IPC) v kombinaci s převodovkou s integrovaným systémem proměnlivého převodového poměru (Super Position Gear). Toto řešení poskytuje úplnou kontrolu nad přenosem energie získávané z vysoce proměnného prostředí větru a umožňuje výrobu elektrické energie pomocí standardního synchronního generátoru s konstantními otáčkami. Individuální regulace natáčení listů rotoru (IPC) zajišťuje dynamické nastavení optimálního úhlu jednotlivých listů pro maximální účinnost získávání větrné energie v samém počátku. Další fáze regulace je prováděna převodovkou s integrovaným systémem

proměnlivého převodového poměru (SPG), která umožňuje plynulou změnu převodového poměru udržovat konstantní otáčky synchronního generátoru v celém rozsahu pracovních otáček rotoru větrné elektrárny. Regulace SPG umožňuje provozovat větrnou elektrárnu při otáčkách rotoru určených rychlostí větru a zároveň udržovat konstantní výstupní otáčky pro pohon generátoru. Funkce je zajištěna nastavitelným zdvihem hydraulické jednotky poháněné hřídelí generátoru. V případě, že poryvy větru způsobí nárůst přenášeného krouticího momentu ve vztahu k daným otáčkám, potom automaticky dojde ke snížení převodového poměru a tím je umožněno rychlejší otáčení rotoru elektrárny v závislosti na síle a rychlosti větru. Toto umožňuje pohlcovat náhlé výkyvy větrné energie akcelerací rotoru na vyšší otáčky a zároveň tak dochází k ochraně celého pohonného soustrojí před destruktivními výkyvy přenášeného krouticího momentu.

3 Vliv větrných elektráren na provoz ES a kvalitu dodávky elektrické energie.

[1, 2, 3, 4, 6 11, 12, 13, 15, 21, 29]

Regulace a akumulace elektrické energie elektrizační soustavy je limitní podmínkou pro nepřerušovanou dodávku elektrické energie. Je to důležité zejména v podmínkách masivního vstupu neregulovatelných zdrojů OZE do elektrizační soustavy.

Ve strategických dokumentech se uvádí statická čísla v procentech nebo v TWh, ale neuvádějí se problémy regulace elektrizační sítě, akumulace a přenosů nebo jenom okrajově. Jsou jisté meze fyzikální, ekonomické a přírodní, které vstupují do hry o stabilní dodávku elektrické energie. Týká se to všech druhů energie, protože fyzikální podstata elektřiny je u všech zdrojů stejná.

Vlivy VTE na přenosové síť lze rozdělit zhruba na vlivy krátkodobé, střednědobé a dlouhodobé. Krátkodobé vlivy se týkají především systémových služeb. Jde především o:

- ztížení primární a sekundární regulace kmitočtu vzhledem k vyrovnávání změn výkonu méně konvenčními elektrárnami v důsledku jejich vytlačování v závislosti na okamžitém výkonu VTE, které se na regulaci kmitočtu nepodílejí,
- ztížení regulace napětí ze stejného důvodu, protože VTE neregulují jalový výkon,
- snížení spolehlivosti sítě v případě poruch v důsledku odpojování VTE od sítě.

Střednědobé vlivy ztěžují zajištění rezervního výkonu jak pro terciální regulaci, tak i kriteria (n-1) v důsledku nedostatečných předpovědí výroby elektřiny ve VTE. Dlouhodobé vlivy postihují především výstavbu VTE a nových přenosových sítí, protože plánování VTE stejně jako přenosových sítí je velmi komplexní řízení které má mnoho nejistot co do doby a výsledku povoleného řízení.

3.1 Stávající prostředky regulace

Každý zdroj jiným způsobem může (nebo nemůže) zálohovat elektrizační soustavu. Uhlí a plyn umožňuje spojitou regulaci a zálohovat spuštěním zálohových zdrojů. Jaderné elektrárny jsou určeny pro stálou dodávku, ale v určitém rozsahu mají možnost regulace. Např. Temelín má certifikaci na primární a sekundární regulaci, ale zatím se toho nevyužívá vzhledem k problémům s palivem a současným možnostem uhlí a PVE. Vítr a slunce nemá přímé možnosti zálohování, voda a biomasa omezené.

V jednotlivých státech probíhá převážně regulace elektrizační sítě, akumulace podle přírodních a ekonomických podmínek a struktury energetických zdrojů. Např. Norsko, Švédsko, Rakousko – hydro energetický potenciál, Dánsko nemá vlastní regulaci, využívá norského potenciálu, Holandsko, Belgie

zemní plyn, Polsko uhlí - bude však odstavovat 3000 MW uhelných elektráren, nabízí se využití přímořských podmínek pro větrné elektrárny. Dnes by nebyl problém nainstalovat 20000 MW větrných elektráren, jenomže problémem je jejich zálohování v případě výpadku větru, Francie reguluje pomocí hydropotenciálu a JE v poměru 1:3, Německo hlavně plynem, uhlím a za pomoci evropské sítě.

Současná regulace v ČR probíhá tak, že na každou hodinu je nasmlouvána spotřeba a produkce. Odchyšky jsou regulovány vyčleněnými regulačními výkony regulovatelného bloku zdroje – regulace primární a sekundární - a větší odchyšky a výpadky na základě požadavku dispečinku – regulace terciární (voda, záložní elektrárny). U OZE je situace složitější, protože je obtížné předem nasmlouvat výkony vzhledem k proměnlivosti zdrojů (vítr, slunce) a musí se vždycky regulovat celá dodávka, nikoliv jen odchylka od nasmlouvaných hodnot. Tím dochází k nadměrnému zatěžování přenosových sítí a zálohových zdrojů. OZE mají v podmínkách ČR smysl tehdy, když pracují do akumulace, nikoliv přímo do domácností, jak se často uvádí.

3.2 Shrnutí vlivů větrných elektráren na PS České republiky

3.2.1 Vlivy větrných elektráren na provoz elektrizační soustavy

Největší problémy s vyvedením elektrického výkonu větrných elektráren vyplývají z faktu, že výkon je velmi závislý na síle a rychlosti větru a proto není možné zajistit konstantní dodávku elektrické energie do místa vyvedení. Větrné elektrárny a farmy větrných elektráren mohou mít následující vlivy na elektrickou síť:

- **přetěžování sítí** - je třeba dostatečně dimenzované přípojně místo a související síť s transformační stanicí pro vyvedení výkonu
- **kolísání napětí** - napětí je ovlivněno kompenzací jednotlivých strojů či celé farmy větrných elektráren
- **zvyšování zkratových poměrů** – VTE se chová jako jakákoli jiná elektrárna vyvedena do jednoho bodu sítě, připojením větrné elektrárny do přípojněho místa se změní zkratové poměry v síti
- **kvalita dodávky** - větrné elektrárny jsou vybaveny regulací založenou na výkonové elektronice a jsou tedy často i rušivými zdroji v elektrické síti. Je třeba proto sledovat vyšší harmonické, dlouhodobý flicker a případné rušení HDO.
- při začlenění větrné elektrárny do pokrývání diagramu zatížení je dodávka nestabilní a závisí na povětrnostních podmínkách a proto je třeba zajistit dostatečné množství regulačního výkonu pro pokrývání odchylek způsobených větrnými elektrárnami

Tyto vlivy nelze zcela eliminovat, ale lze je alespoň omezit na přijatelnou míru užitím vhodné technologie.

3.2.2 Působení VTE na řízení soustavy jako celku

Je nutné konstatovat, že VTE vlivem svých vlastností patří mezi nejproblematictější výrobní zdroje pro elektroenergetickou soustavu. Větrné elektrárny ve srovnání s klasickými elektrárnami zvyšují nároky na soustavu jako celek:

- Zvyšuje se nutná rezerva výkonu pro primární a sekundární regulaci. Je nutná větší rezerva pro točivou regulační zálohu v důsledku dodávky výkonu z VTE.

- Zvyšuje se objem dispečerských záloh a zejména rychlé startující rezervy.
- Zvyšuje se nárok na schopnost často odstavovat klasické výrobní bloky při menším zatížení soustavy a současném plném, nebo vyšším výkonu VTE.
- Vyvolává výstavbu vedení pro přenos do míst spotřeby z lokalit vhodných pro VTE.
- V přenosové soustavě rostou ztráty vlivem poměrně velkých změn toků přes soustavu vlivem činnosti VTE v sousedních státech s velkým instalovaným výkonům ve VTE.
- Rozvoj výroby z OZE vyvolává potřebu většího objemu investic pro získání stejného instalovaného výkonu ve srovnání s klasickými zdroji vlivem nízkého využití instalovaného výkonu u VTE. Provozní náklady na výrobu elektřiny z OZE jsou vyšší na jednotku produkce z VTE než z klasických elektráren.

3.2.3 Vliv VTE na celkovou dispečerskou zálohu

Řízení frekvence a předávaných výkonů ze státního celku a energetických výrobních společností uvnitř tohoto řízeného celku je zásadní záležitostí podmiňující provoz soustavy ČR v propojené soustavě UCTE a tím také pro určitý segment kvality dodávané elektrické energie. Mezi zásadní podmínky pro spolupráci v propojené soustavě patří řízení frekvence a předávaných výkonů přes hranice vymezeného území, v našem případě daného rozměrem našeho státu. Současně je nutné respektovat zásady volného obchodu s elektrickou energií, což může v některých případech zvyšovat nároky na podmínky chodu soustavy. Podle zásad UCTE je k dodržení frekvence a předávaných výkonů zapotřebí regulačních rezerv:

- Primární regulace frekvence působící autonomně na velké výrobní bloky v několika vteřinách. Tento druh regulace kompenzuje vlivy výpadků zdrojů nebo jejich náhlé změny výkonu. VTE samy o sobě zvyšují nárok na tento druh regulace. Samy však nejsou schopny přispívat k regulační rezervě tohoto typu.
- Sekundární regulace využívá vesměs točivou rezervu pomocí centrálního regulátoru frekvence a předávaných výkonů. Sekundární regulace působí tak, aby v časech do 30 minut zredukovala deficit výkonu v řízené oblasti. VTE opět zvyšují nároky na její velikost, samy nejsou schopny přispívat.
- Terciární rezerva je studená rezerva ve vodních elektrárnách a dalších výrobních zdrojích, které dobře snáší rychlou změnu zatížení. Do této oblasti patří také dispečerská záloha – start studených bloků spalujících klasická paliva pro zvládnutí výpadků zdrojů a odchylek proti předpovědi zatížení.

Je nutné si uvědomit, že dispečerské řízení musí řešit nejen nedostatek výkonu, ale také přebytek výkonu v řízené oblasti nad velikostí zatížení řízené oblasti. V tomto případě jsou zvláště nepříjemné zdroje, které zvyšují svůj výkon v době nízkého zatížení, mezi které patří také VTE. Pak musí regulační prvek, nebo dispečer řešit, který blok sníží výkon případně, který blok bude odstaven. Časté a rychlé změny zatížení a zejména časté odstavování kondenzačních bloků do studeného stavu značí vyšší opotřebení a snížení životnosti klasických bloků. To pak může vyvolat nutnost nově postavit a dát do provozu bloky schopné takových služeb. Ty v naší soustavě jsou jen ve velmi omezeném počtu. Navíc je zde zpravidla vyšší provozní náklad, neboť bloky tohoto typu spalují zpravidla plyn.

Pro posouzení vlivu VTE je nutné také rozhodnout podle jakých kritérií můžeme dosud určovat potřebnou výši záloh pro současnou strukturu soustavy a porovnat s nárokem nové soustavy se zařazenými VTE. Stanovení velikosti stávající současné soustavy, kde je zatím zanedbatelné množství VTE – cca 150MW, odvislé od spolehlivosti chodu klasických elektrárenských bloků, kde rozeznáváme v podstatě dva případy.

Prvním případem je dostatečně vysoká spolehlivost chodu elektrárenských bloků. Pak je dána velikost výkonové rezervy velikostí největšího dosažitelného výkonu bloku v řízené soustavě, zvýšená o pravděpodobnou odchylku zatížení od její předpovědi, zjištěná pravděpodobnostní analýzou průběhu zatížení v řízené oblasti.

Druhým případem je stav soustavy, kdy je v provozu bloků krátká doba mezi poruchami jednotlivých strojů zapojených do soustavy. Pak určuje velikost rezervy pravděpodobnostní výpočet náhodné kumulace poruchovosti výrobních bloků zařazených do soustavy ke krytí zatížení včetně vlivu odchylky předpovědi od skutečného zatížení. Tato varianta vede pochopitelně k větší rezervě než varianta první.

Do těchto pravděpodobnostních výpočtů je nutné zařadit také pravděpodobnost chování VTE. Rozdíl u větrných elektráren plyne z odlišného chování těchto zdrojů. VTE jsou výkonově závislé na rychlosti větru v daném místě. Rychlost větru ovlivňuje ve vnitrozemí charakter povrchu okolí stanoviště, ale také obecně poloha stanoviště v jakém profilu terénu VTE stojí.

VTE používají dva druhy regulace. První při vysoké rychlosti větru vyřadí VTE při překročení stanovené rychlosti větru okamžitě, až na nulovou dodávku. Druhý rychle snižuje výkon při dosažení mezní rychlosti větru ne skokem, ale rychlým postupným snížením výkonu.

Velikost dodávky výkonu z VTE závisí na podmínkách v místě každé VTE a výkon není závislý na rozhodnutí obsluhy, ale na počasí a následujících faktorech:

- Elektrárna na pevné zemi je více ovlivňována okolím, než elektrárna na vodě
- Okamžitý výkon VTE je závislý na průchodu meteorologických front.
- Dalším faktorem jsou poruchy nejen na vlastní VTE, ale také v síti vlivem použitých asynchronních generátorů
- Velký vliv na spolehlivost dodávky výkonu z VTE do soustavy bude mít celkový instalovaný výkon VTE v ČR a jeho rozložení v DS a PS.

Hodnota celkového navýšení systémové rezervy tj. výkonu podpůrných služeb z celkového instalovaného výkonu VTE se spočte podle výrazu:

$$P_{pps} = \text{round}(k_{ppsVTE} \cdot P_{instVTE}) \quad (3)$$

, kde P_{pps} = je činitel navýšení podpůrných služeb; k_{ppsVTE} = součinitel navýšení výkonu pro systémovou rezervu pro daný rok (pro rok 2006 bylo $k_{ppsVTE} = 0,22$); $P_{instVTE}$ = instalovaný výkon ve VTE. Označení round znamená, že se vypočtená hodnota zaokrouhluje na desítky.

Rozdělení na druhy systémové rezervy je 30% na sekundární regulační rezervu, 35% na terciární regulační rezervu a 35% na dispečerskou zálohu.

Pro stanovení vlivu na systémovou rezervu výkonu je důležité stanovení pravděpodobné hodnoty instalovaného výkonu VTE k výpočtovému datu. Podle odhadů je budoucí využitelný potenciál větru

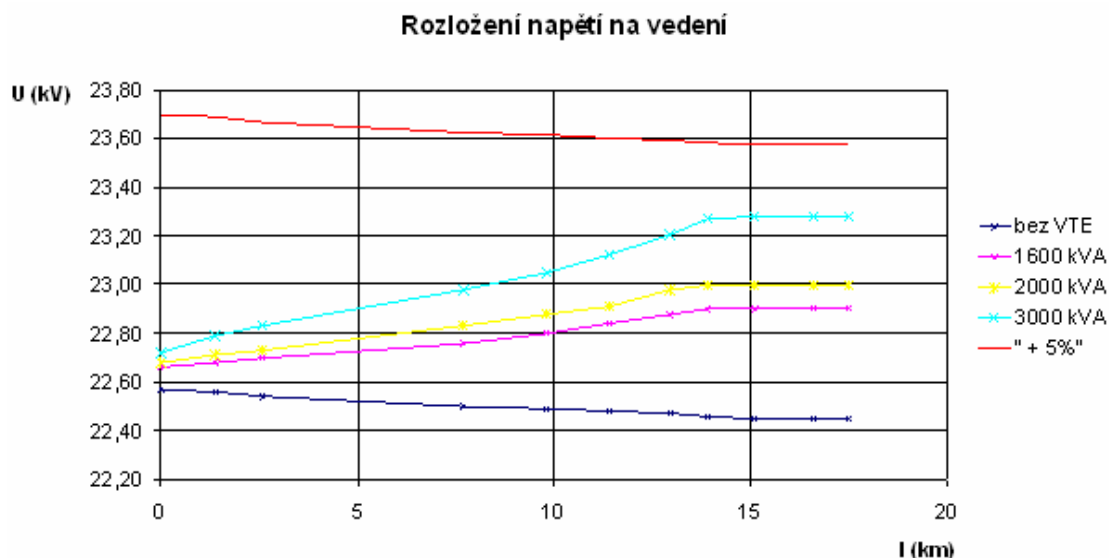
odhadován ČR na cca 580 až 670 MW. Tyto úvahy však vycházely vesměs z VTE o výkonu 300 až 500 kW. Z firemních materiálů ENERCON, nebo VESTAS je vidět možnost využití větších výkonových typů, kde jsou běžné VTE o výkonu okolo 2 MW a nově až 4,5 MW. To povede ke zvýšení odhadu využitelného výkonu.

Rezervní výkon nutný pro regulaci frekvence a předávaných výkonů v soustavě s velkým podílem větrných elektráren je ve srovnání s jinými typy zdrojů, jak plyne z výše uvedeného dosti velký a vyvolává přídavné náklady.

3.3 Výpočet ustáleného stavu sítě

Pro výpočet rozsáhlejších elektrických sítí se v dnešní době využívají výpočetní programy, které na základě iteračních metod jako je např. Newtonova metoda, provedou výpočet ustáleného stavu sítě, tj. rozložení napětí a proudů v jednotlivých uzlech a větvích elektrické sítě. Aby bylo možné výpočet provést, je třeba detailně znát konfiguraci sítě: rozvodny (napěťové hladiny, zkratové výkony), transformátory, vedení (typy vedení, délky a proudové profily), odběry (činné a jalové odběry) a parametry připojeného nového zdroje. Na základě těchto parametrů se provede výpočet před připojením a po připojení nového zdroje a oba výpočty se porovnají. Z těchto vypočítaných hodnot lze udělat tzv. napěťový profil sítě, kdy se vynese do grafu amplituda napětí v závislosti na vzdálenosti.

Jedním z rozhodujících kritérií při posuzování připojení větrné elektrárny do distribuční sítě je změna napětí v místě připojení nového výrobního zdroje. V tomto bodě připojení (bod PCC) nesmí hodnota na úrovni VN přesáhnout hodnotu 2 %. Rozložení napětí v síti je ukázáno na obr.4, kde je napěťový profil bez připojených větrných elektráren a po připojení jednotlivých větrných elektráren. Napěťový profil sítě po připojení větrných elektráren nesmí přesáhnout hodnotu 5 %. Pokud je tato hodnota překročena, nejsou splněny podmínky pro připojení nového výrobního zdroje do distribuční sítě a připojení není z technického hlediska možné. Na obr.4 je vidět, že připojit do zadaného místa lze všechny větrné elektrárny, jen se musí provést výpočet změny napětí v připojovacím místě (bod PCC), aby nebyla překročena povolená změna napětí o 2 %.



Obr. 4 Napěťový profil distribuční sítě

3.4 Flicker - kolísání napětí

Kolísání činného a jalového výkonu, který generují větrné elektrárny v důsledku změn rychlosti větru a zejména vlivu větrného stínu stožáru, může způsobovat závažné problémy při provozu izolovaných nebo vzdálených oblastí sítě. Výsledný jev kolísání napětí může zhoršit kvalitu výkonu v připojené síti. Kolísání napětí způsobuje změny světelného toku u zdrojů světla a je nepříjemné pro lidské oko a má vliv na psychiku lidí. Použití dvojitého napájení strojů řízených vhodnou metodou např. vektorovým řízením může podstatně snížit vliv tohoto jevu.

Činitel flickru zařízení c charakterizuje spolu s fázovým úhlem i specifické schopnosti příslušného zařízení produkovat flickr. Obě hodnoty udává buď výrobce zařízení, nebo nezávislý institut a mají význam především u větrných elektráren. Činitel flickru zařízení s generátorem může být stanoven měřením flickru za reálných provozních podmínek, ze kterých jsou vyloučeny spínací pochody. Pro větrné elektrárny platí:

- čím je větší počet rotujících listů, tím menší je činitel flickru c
- u zařízení se střídači je tendence k nižším hodnotám c , než u zařízení s přímo připojenými asynchronními resp. synchronními generátory.

Větrné elektrárny jsou jedním ze zdrojů kolísání napětí a tedy i flickeru a proto se musí provést posouzení, zdali nejsou překročeny povolené hodnoty. Tento výpočet se provede na základě empirického vztahu anebo lze provést výpočet ve specializovaných programech. Měřítkem a kritériem pro posuzování je míra vjemu flickru P_{lt} . Ten se zjišťuje buď měřením skutečného zařízení ve společném napájecím bodu, nebo předběžnými výpočty. Změna napětí pro jeden společný bod v síti vn musí vyhovovat podmínce

$$\Delta U \leq 2\% U_n \quad (4)$$

Pro výrobní s přípojným místem v síti nn nesmí zvýšení napětí překročit:

$$\Delta U \leq 3\% U_n \quad (5)$$

Pro posouzení jedné nebo více výroben v jednom přípojném bodu je zapotřebí se zřetelem na kolísání napětí vyvolávající flickr dodržet v přípojném bodě mezní hodnotu

$$P_{lt} \leq 0,46 \quad (6)$$

Dlouhodobá míra flickru P_{lt} jednoho zdroje může být určena pomocí činitele flickru c jako

$$P_{lt} = c \cdot \frac{S_{nE}}{S_{kV}} \quad (7)$$

Kde S_{nE} je jmenovitý výkon zařízení (pro větrné elektrárny je to hodnota S_{nG}) a S_{kV} je zkratový výkon. U výrobní s více jednotlivými zařízeními je zapotřebí vypočítat P_{lt} pro každé zvlášť a výslednou hodnotu pro flickr v přípojném bodě určit podle následujícího vztahu

$$P_{ltres} = \sqrt{\sum_i P_{lti}^2} \quad (8)$$

U zařízení s n stejnými jednotkami je výsledný činitel pro flickr

$$P_{ltres} = \sqrt{n} \cdot P_{lt} = \sqrt{n} \cdot c \cdot \frac{S_{nE}}{S_{kV}}. \quad (9)$$

3.5 Útlum signálu HDO

Zařízení hromadného dálkového ovládání (HDO) jsou obvykle provozována s frekvencí mezi cca 180 až 1050 Hz. Signál HDO je řídicí signál přenášený v distribučních sítích a je schopen ovládat zapínání od odpojování elektrických spotřebičů a dalších elektrických zařízení včetně přepínání tarifů. Aby byla zajištěna správná funkce zařízení využívající signál HDO, nesmí úroveň signálu klesnout více jak o 10 až 20 % pod požadovanou hodnotu. Pokud jsou překročeny povolené limity útlumu signálu HDO, je třeba provést opatření vedoucí k odstranění toho nepříznivého ovlivnění a to použitím podpůrné impedance. Podpůrná impedance upravuje impedanční poměry ve vybraných částech sítě s ohledem na jejich zrovnoměnění a zejména zkvalitnění šíření signálu.

Zařízení HDO jsou dimenzována na zatížení, které odpovídá 50 Hz zatížení sítě, kterou napájí svým signálem. Výrobní ovlivňují HDO přídavným zatížením vysílačů HDO:

- vlastním zařízením výrobní
- příp. zvýšeným zatížením části sítě, do které pracuje výrobní

Tento vliv může způsobit nepřipustné změny hladiny signálu HDO v přípojném bodu, kterým je obecně zapotřebí zamezit odpovídajícími technickými opatřeními, která musí být odsouhlasena mezi provozovatelem výrobní a PDS.

3.6 Proudů vyšších harmonických

Proudy vyšších harmonických vznikají zejména u zařízení se střídači nebo měniči kmitočtu. Harmonické proudy emitované těmito zařízeními musí udat výrobce, např. zprávou o typové zkoušce. Přípustné hodnoty, které mohou být emitované do sítě, jsou uvedené v podmínkách pro připojení. V dnešní době výrobci udávají u zařízení hodnotu celkového činitele zkreslení vyššími harmonickými (THD), kdy tato hodnota nepřekračuje 5 % a měla by být dostačující, aby nedocházelo k nepříznivému ovlivňování dalších zařízení připojených do distribuční sítě. Pro pouze jediný zdroj připojený do sítě VN lze určit celkové, v tomto bodě přípustné harmonické proudy ze vztažných proudů $i_{vpř}$ z tab.1, vynásobením zkratovým výkonem v připojeném místě

$$I_{vpř} = i_{vpř} \cdot S_{kV} \quad (10)$$

Pokud je v přípojném bodě připojeno několik zařízení, pak se určí harmonické proudy přípustné pro jednotlivá zařízení násobením poměru zdánlivého výkonu zařízení S_A k celkovému připojitelnému nebo plánovanému výkonu S_{AV} v přípojném bodu

$$I_{vpř} = I_{vpř} \cdot \frac{S_A}{S_{AV}} = i_{vpř} \cdot S_{kV} \cdot \frac{S_A}{S_{AV}} \quad (11)$$

U zařízení sestávajících z jednotek stejného typu lze za S_A dosadit ΣS_{nE} . To platí též pro větrné elektrárny. U zařízení z nesterýných typů jde pouze o odhad. Celkově přípustné harmonické proudy pro

sítě vn, vztažené na zkratový výkon, které jsou vyvolány zařízením přímo připojeným do této sítě, jsou uvedeny v tab.1. Pro harmonické s řady násobků tří platí hodnoty v tab.1 pro nejbližší řád, a to pouze, pokud se nulová složka proudů z výroby neuzavírá do sítě.

Řád harmonické v, μ	Přípustný vztažený proud harmonických $i_v, \mu p \text{ [A/MVA]}$	
	síť 10 kV	síť 22 kV
5	0,115	0,058
7	0,082	0,041
11	0,052	0,026
13	0,038	0,019
17	0,022	0,011
19	0,016	0,009
23	0,012	0,006
	0,010	0,005
>25 nebo sudé	0,06/ v	0,03/ v
$\mu < 40$	0,06/ μ	0,03/ μ
$\mu > 40^1$	0,16/ μ	0,09/ μ

Tab. 1 Celkově přípustné harmonické proudy

Jsou-li překročeny přípustné hodnoty harmonických proudů, pak jsou zapotřebí podrobnější posouzení. Přitom je třeba mít na paměti, že hodnoty přípustných harmonických proudů jsou voleny tak, aby platily i při vyšších frekvencích pro induktivní impedanci sítě, tj. např. pro čisté venkovní sítě. V sítích s významným podílem kabelů je ale síťová frekvence v mnoha případech nižší, takže mohou být přípustné vyšší proudy harmonických.

3.7 Pravidla připojování větrných elektráren do PS

Pro větrné elektrárny (VTE) platí pravidla pro připojení elektrárenských bloků do přenosové sítě uvedená v Kodexu PS. Tato pravidla jsou doplněna požadavky vyplývajícími ze specifických vlastností a způsobu provozu VTE. Tyto požadavky na VTE doplňují a nahrazují nároky kladené na ostatní elektrárenské bloky v Kodexu PS. V této kapitole je uveden stručný výtah z pravidel pro připojení elektrárenských bloků do soustavy dle Kodexu PS, je to zde uvedeno zejména z důvodu návaznosti následující kapitoly, kde je podobný výtah proveden z kodexu PS platného v Německu, kde je již instalovaný výkon VTE mnohonásobně vyšší než v ČR a kodex PS musel být doplněn o podmínky provozu VTE z důvodů jejich negativních vlivů na chod soustavy.

Jmenovitý výkon větrné elektrárny je součet jmenovitých výkonů jednotlivých jednotek VTE připojených do jednoho odběrného místa. Zde uvedené požadavky na VTE jsou požadovány pro větrné elektrárny nově uváděné do provozu od 1.1.2006 a které jsou připojeny přímo do přenosové sítě.

1. krok – zahájení jednání s žadatelem o připojení VTE
2. krok – písemné vyjádření ČEPS a příprava smlouvy o připojení
3. krok – systémová studie elektrických poměrů
4. krok – sjednání smlouvy o připojení VTE

Větrná elektrárna musí být schopná trvalé dodávky výkonu v rozsahu napětí v přenosové síti

$$400 \text{ kV} \pm 5\% = 420 - 380 \text{ kV}$$

$$220 \text{ kV} \pm 10\% = 242 - 198 \text{ kV}$$

Větrná elektrárna musí být schopná trvalé dodávky výkonu bez omezení v rozsahu frekvence přenosové sítě: 49,5 – 50,5 Hz

3.7.1 Požadavky na dodávku činného výkonu z VTE

Na větrné elektrárně není požadována účast na primární, sekundární ani terciární regulaci. Pro účely řízení soustavy musí být schopna VTE akceptovat požadavky PPS na řízení výkonu resp. na omezení dodávaného výkonu. Toto omezení uplatňuje PPS hlavně v případě poruch, výpadku sítí, neúplného zapojení, omezení regulovatelnosti ES, kdy by neomezený provoz VTE výrazně zvyšoval možnost dalších výpadků či ohrožoval spolehlivost provozu sítě v dané oblasti. Omezení je založeno na technicky zdůvodnitelných dočasných předpokladech.

Jedná se o:

- omezení maximální výroby parku
- omezení nárůstu dodávaného činného výkonu
- snížení dodávaného činného výkonu (odstavení části výrobní kapacity)
- kombinace výše zmíněných
- omezení znovu najíždění odstavených soustrojí (větrných elektráren)

3.7.2 Požadavky na činnost VTE při poruchách v síti

Větrná elektrárna se musí chovat tak, aby se omezil počet odpadlých větrných elektráren v síti a po případných zkratech došlo k co nejrychlejší dodávce z VTE. Z hlediska příspěvků zdrojů VTE do zkratu se rozlišují zdroje s vysokým a nízkým zkratovým proudem.

- Zdroje VTE s vysokým zkratovým proudem: zkratový příspěvek z větrné elektrárny při trojpólovém zkratu na předávacím místě je nejméně 2x vyšší než jmenovitý proud VTE, tato hodnota příspěvku trvá nejméně 150 ms. V případě trvání několika sekund je zdroj VTE schopen dodávat zkratový proud ve velikosti nejméně 1/3 jmenovitého proudu.
- Zdroje VTE s nízkým zkratovým proudem: trojpólový zkratový proud zdroje je v předávacím místě menší než $2 \cdot I_N$ nebo trvá kratší dobu než 150 ms.

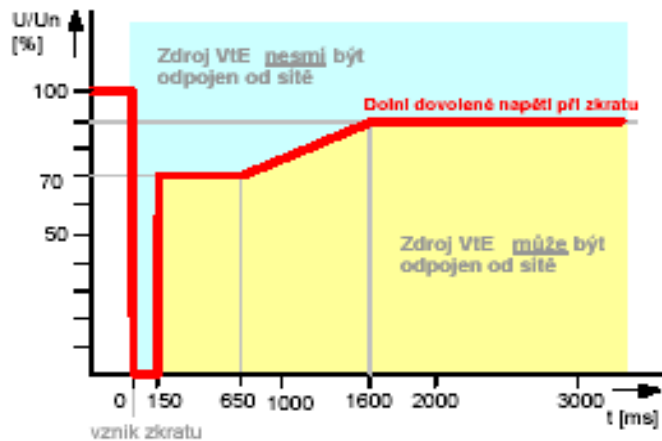
3.7.3 Vzdálené zkraty od předacího místa

- Jak VTE s vysokým tak i s nízkým zkratovým příspěvkem nesmí být odpojeny od PS. Toto platí i pro záložní časy vypnutí ochran pro místo zkratu (vypnutí v posledním stupni) do 5 sec.
- Větrná elektrárna musí být v činnosti i v případě dvou následných OZ. Během vzdáleného zkratu musí elektrárna přispívat k udržení napětí v síti (jalovým výkonem)

3.7.4 Blízké zkraty od předacího místa

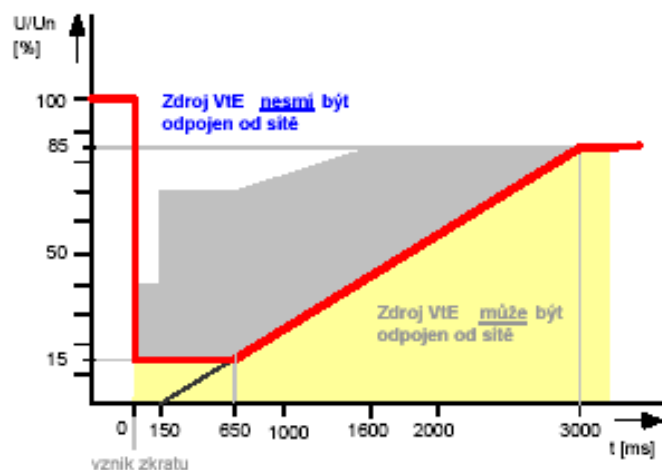
1. Zdroje VTE s vysokým zkratovým příspěvkem

- Pokud je v průběhu poruchy napětí podle obr. 5, nad touto červeně vyznačenou křivkou, nesmí být VTE odpojena od sítě
- Pokud napětí v průběhu poruchy poklesne pod tuto hodnotu, může být VTE odpojena od sítě



Obr. 5 Dovolené napětí v předacím místě při trojpólovém zkratu v síti

2. Zdroje VTE s nízkým zkratovým příspěvkem



Obr. 6 Dovolené napětí v předacím místě při trojpólovém zkratu v síti

- Pokud napětí během poruchy nepoklesne pod vyznačenou červenou křivku, nesmí dojít k nestabilitě, či odpojení VTE od sítě. V případě poklesu pod vyznačenou křivku může být zdroj odpojen.

3. Podpora napětí od VTE při zkratových poruchách v síti

V případě blízkých i vzdálených zkratů zdroje VTE musí podporovat napětí přidanou dodávkou jalového výkonu do sítě, která je navíc k dispozici vůči jalovému výkonu VTE před zkratem. Zvýšená dodávka Q se uplatňuje při symetrických i nesymetrických poruchách.

- Zvýšení dodávky Q musí následovat do 20 ms od výskytu zkratu
- Doba zvýšené dodávky Q je do 3 sec. po zkratu, pak následuje přechod na standardní režim

- Požadované hodnoty vychází z požadavku 2% zvýšení proudu VTE při 1% poklesu napětí
- Tyto parametry platí pro zdroje s malým zkratovým příspěvkem, podpora napětí není požadována u zdrojů s velkým zkratovým příspěvkem

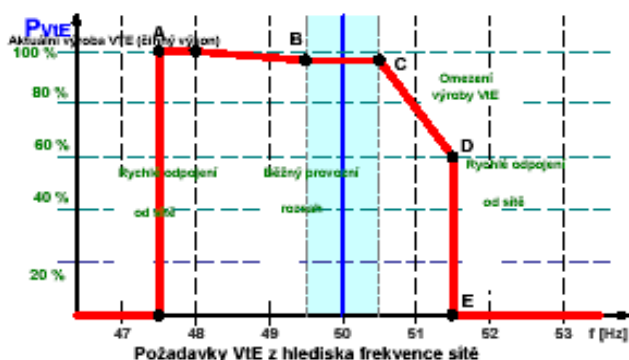


Obr.7 Grafické znázornění zvýšení dodávky jalového výkonu větrnou elektrárnou

3.7.5 Požadavky na činnost VTE při změnách frekvence v síti

V rozsahu dovolených změn frekvence v pásmu 47,5 – 51,5 Hz musí zůstat VTE připojena do sítě a pomáhat vyrovnávat bilanci výkonů.

- Pro rozsah frekvence 49,5 – 50,5 Hz se nepředpokládá změna aktuální výroby VTE z titulu změny frekvence v síti.
- Pro frekvenci nad 50,5 Hz je nutné omezení výroby z větrné elektrárny. Velikost omezení je 40% z původní hodnoty na 1 Hz (omezení na 60% výkonu pro 51,5%). Omezování výroby je možné provádět po 10% krocích. Požadovaná rychlost omezení výkonu při nadfrekvenci je 5% za sekundu.
- Při frekvenci nad 50,5 Hz již není možné připojování dalších VTE do sítě.
- Nad 51,5 Hz se požaduje okamžité odpojení VTE od sítě.
- Při poklesu frekvence pod 49,5 Hz je potřebné pokud možno zvýšit výrobu ve VTE na maximum možného a zachovat připojení VTE do sítě.
- Při poklesu pod 47,5 Hz dojde k okamžitému odpojení od sítě.



Obr.8 Grafické znázornění požadavků na VTE z hlediska frekvence sítě

3.7.6 Požadavky na činnost VTE z hlediska regulace napětí a jalových výkonů

1. Napěťové poměry při připojování a odpojování větrných elektráren:

- připojení (odpojení) jednotlivých soustrojí VTE nesmí vyvolat změnu napětí větší než 0,5% U_N
- připojení celé výrobní skupiny nesmí vyvolat změnu napětí větší než 1,5% U_N
- odpojení celé výrobní skupiny vlivem poruchy nesmí vyvolat změnu napětí větší než 3% U_N

2. Napěťové poměry při provozu větrných elektráren:

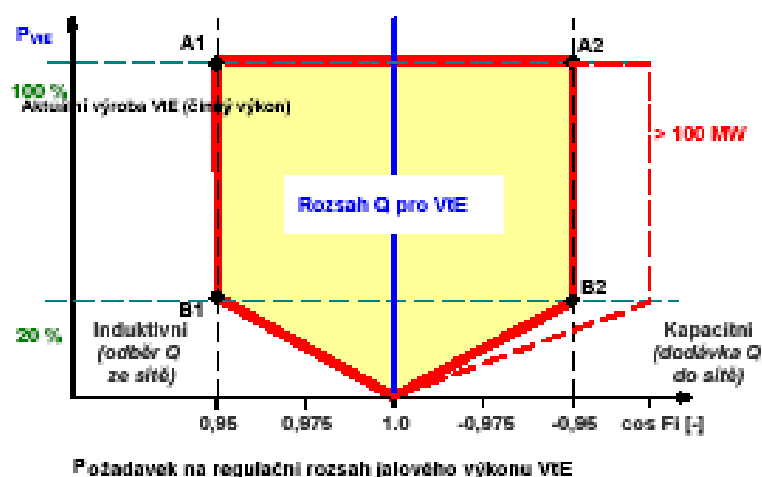
- maximální změna výroby celé výrobní skupiny o ($P_{inst.}$) nesmí v přípojném místě vyvolat změnu napětí větší než 1% U_N , popřípadě provozovatelem PO stanovenou přípustnou hodnotu.

3. Rozsah účinníku na předacím místě:

Pro větrnou elektrárnu jsou požadovány rozsahy účinníku:

- Odběr jalového výkonu VTE z PS $\cos\varphi=0,95$
- Dodávka jalového výkonu z VTE do PS $\cos\varphi=0,95$

Pro VTE s $P_{inst.} \geq 100$ MW je požadován vyšší rozsah dodávky jalového výkonu $\cos\varphi=0,90$



Obr.9 Grafické znázornění požadavků na regulační rozsah VTE z hlediska jalového výkonu

4. Rychlost regulace U/Q u VTE: V případě požadavku musí být větrná elektrárna schopna změnit $\cos\varphi$ z jedné meze na druhou v čase během 1-2 minuty.
5. Kompensace distribuční sítě VTE: V případě instalace kompenzace je doporučena velikost stupňů kompenzace menší než 2,5% zdánlivého připojeného výkonu VTE.
6. Vazba regulace napětí VTE na dispečerské řízení:
 - VTE musí být schopná v rámci svého regulačního rozsahu účinníku řídit dle požadavků PPS napěťové poměry na předacím místě.
 - VTE musí být schopná dle požadavků a po dohodě s PPS řídit na konstantní účinník $\cos\varphi$, konstantní jalový výkon Q či konstantní napětí U na předacím místě.

- VTE musí být schopná automaticky udržovat požadované hodnoty na předacím místě a z hlediska (povelování) také schopná zapojení do ASRU.

3.7.7 Požadavky na kvalitu energie předávané z VTE a její sledování

V místě připojení VTE do sítě se sleduje kvalita energie provedeným měřením:

- již před připojením VTE
- po připojení VTE (během delšího zkušebního období)

Žadatel o připojení poskytne takové vstupní podklady, aby bylo možné výpočtetně analyzovat a posoudit zpětné vlivy výroby VTE na síť.

3.7.8 Určení předpokládané míry vjemu flikru výroby VTE

Příspěvek jednotlivého soustrojí k rychlým změnám napětí (flikru) je posuzován dlouhodobou mírou vjemu flikru určenou pomocí následujícího vztahu:

$$P_{lt} = c \cdot \frac{S_s}{S_K} \quad (12)$$

kde c je koeficient flikru udávaný výrobcem pro výrobní soustrojí VTE, S_K je zkratový výkon v místě připojení a S_s je zdánlivý výkon soustrojí. Přesahuje-li dlouhodobá míra vjemu flikru dovolenou hodnotu nebo se jí blíží, provede se zpřesněný výpočet

$$P_{lt} = c \cdot \frac{S_s}{S_K} \left| \cos(\psi_k + \varphi_f) \right| \quad (13)$$

Úhel ψ_k je úhel zkratové impedance v místě připojení, úhel φ_f je efektivní úhel flikru (vždy kladný).

Výsledný příspěvek VTE skládající se z více výrobních jednotek k míře vjemu flikru v místě připojení se určí jako:

$$P_{lt\,celk} = \sqrt{\sum_i P_{lti}^2} \quad (14)$$

3.7.9 Požadavky na chránění předacího místa PS/VTE

Koncepce vybavení vývodů pro VTE (i navazujícího snížovacího trafa) vychází z koncepce chránění PS ČEPS a navazuje na ni. Použité ochrany i jejich nastavení u vývodu VTE musí vyhovovat standardům chránění v PS. V případě výskytu poruch v PS, jejich vypínání či OZ se mohou v připojovacím místě vyskytovat napěťové fluktuace, spínací pochody, může dojít k asynchronnímu chodu synchronních generátorů VTE. Vlastník a provozovatel VTE si musí zabezpečit aby tyto děje nevedly k poškození jeho zařízení. Zprovoznění chránění je založeno na provedení zkoušek před uvedením VTE do provozu a následné pravidelné kontrole/revizí.

Pro chránění vedení mezi vývodem PS a snížovacím transformátorem se přednostně používá kombinace distanční a srovnávací ochrany. Použití automatiky OZ (s režimem OZ jednopólový) závisí na délce vedení a na dohodě v rámci zpracování projektové dokumentace. Sešení podléhá kontrole dynamických účinků na zařízení VTE. Ochrany v předacím místě PPS zálohují také funkci ochran v distribuční síti větrného parku. Automatické odpojení větrného parku je prováděno mj. i na zásadě vybočení napěťových mezí na předacím místě, které budou dohodnuty s projektantem, resp. S provozovatelem VTE pro konkrétní místo v PS. Toto nastavení musí umožnit funkci selektivního

vypnutí a zabezpečit odolnost VTE během poruch. V předacím místě je nainstalován zapisovač poruch, který zapisuje chování VTE během poruch v síti, pro pozdější analýzu a posouzení chování VTE dle požadavku Kodexu.

3.8 Požadavky na obnovitelné zdroje s instalovaným výkonem nad 15 MW připojované do sítí 110 kV

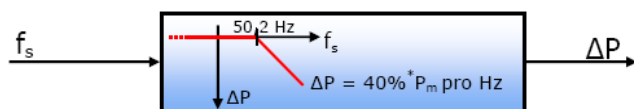
Tyto požadavky vycházejí z podkladů platných pro kodex PS v Německu a jsou použity jako podklady k vypracování následujících kapitol. Týkají se především systémových služeb, je dosažení výrazného zvýšení stability a spolehlivosti provozu elektrických sítí na všech napěťových úrovních a podstatné zvýšení nezávislosti provozu přenosové soustavy na konvenčních elektrárnách jak v normálním tak i v poruchovém provozu. Cílem je zamezit výpadku zdrojů při napěťových poklesech a napětí určitým způsobem podporovat, tak jako je tomu u klasických synchronních generátorů. Dalším cílem je reagovat na nárůst frekvence snížením dodávaného činného výkonu ještě předtím, než dojde k jejich odpojení při hodnotě frekvence vyšší, než je frekvence sítě. Nové jsou především požadavky na chování farem VTE při poruchách v síti a i na začlenění těchto farem do systémů řízení činného i jalového výkonu v rámci příslušné DS.

3.8.1 Výjimky pro výrobní s obnovitelnými zdroji

Tyto výrobní mohou být zproštěny povinnosti primární regulace. Podle schopností konvenčních výrobních zařízení při vzniku náhlé výkonové nerovnováhy v důsledku rozdělení sítí, vytvoření ostrovů a k zajištění obnovy provozu, musí výrobní s obnovitelnými zdroji užívat takové řídicí a regulační charakteristiky, které odpovídají současnému stavu techniky.

3.8.2 Dodávka činného výkonu

Činný výkon výrobních jednotek s obnovitelnými zdroji (OZE) musí být říditelný podle pokynů provozovatele PS a DS, aby mohl působit proti ohrožení nebo poruše rovnováhy v systému. Přitom musí být výstupní výkon v každém provozním stavu a z každého provozního bodu redukovatelný na maximální hodnotu výkonu (zadanou hodnotu) udanou provozovatelem sítě. Tuto zadanou hodnotu udává pro přípojný bod provozovatel sítě a odpovídá procentní hodnotě vztažené k přípojnému výkonu zdroje. Snížení dodávaného výkonu na signalizovanou hodnotu musí činit minimálně 10% přípojného výkonu za minutu, aniž by došlo k odpojení zařízení od sítě. Všechny výrobní z obnovitelných zdrojů musí za provozu při frekvenci vyšší než 50,2Hz snížit okamžitý činný výkon s gradientem 40%/Hz ze současně dostupného výkonu generátoru tak jak je naznačeno na obr. 10.



Obr.10 Snížení činného výkonu obnovitelných zdrojů při vyšším kmitočtu, než je kmitočet sítě

$$\Delta P = 20 \cdot P_m \cdot \frac{50,2\text{Hz} - f_s}{50\text{Hz}} \quad \text{při } 50,2\text{Hz} < f_s < 51,5\text{Hz} \quad (15)$$

P_m - okamžitý výkon (W), ΔP - hodnota změny výkonu (W), f_s - frekvence sítě (Hz)

Kde pro frekvence v rozmezí $47,5\text{Hz} < f_s < 50,2\text{Hz}$ neplatí žádné omezení a pro frekvence v pro frekvence v rozmezí $f_s \leq 47,5\text{Hz}$ a $f_s \geq 51,2\text{Hz}$ se již výrobní zařízení musí odpojit od sítě.

Při návratu frekvence na hodnotu $\leq 50,05\text{Hz}$ může činný výkon znovu růst, pokud frekvence nepřekročí $50,2\text{Hz}$. Tato regulace je zajištěna necentrálně, na každém generátoru. Pásmo necitlivosti musí být menší než 10mHz . Pro větrné elektrárny, které se při vyšším než síťovém kmitočtu oddělily od sítě, je v současné době zpracováváno koncepční řešení resynchronizace se sítí.

3.8.3 Určení jmenovitého výkonu

Jmenovitý výkon výroby ve smyslu těchto ustanovení se určí ze součtu jednotlivých výrobních jednotek v jednom přípojném bodě sítě. Podle toho se např. u větrných elektráren pohlíží na instalovaný výkon celého parku jako na jmenovitý výkon (příp. je zapotřebí tuto sumarizaci použít na galvanicky odděleně provozované skupiny sítí 110kV).

3.8.4 Dodávka jalového výkonu

Všechny výroby s obnovitelnými zdroji se musí při výměně jalového výkonu chovat takto:

- Dodávky jalového výkonu musí po několika minutách odpovídat hodnotě zadané provozovatelem sítě.
- Pracovní bod pro výměnu jalového výkonu v ustáleném stavu se stanovuje podle požadavků sítě. Hodnota jalového výkonu se zadává jedním ze tří způsobů:
 1. účínkem ($\cos \varphi$)
 2. hodnotou jalového výkonu Q (MVar)
 3. hodnotou napětí U (kV), příp. s tolerančním pásmem

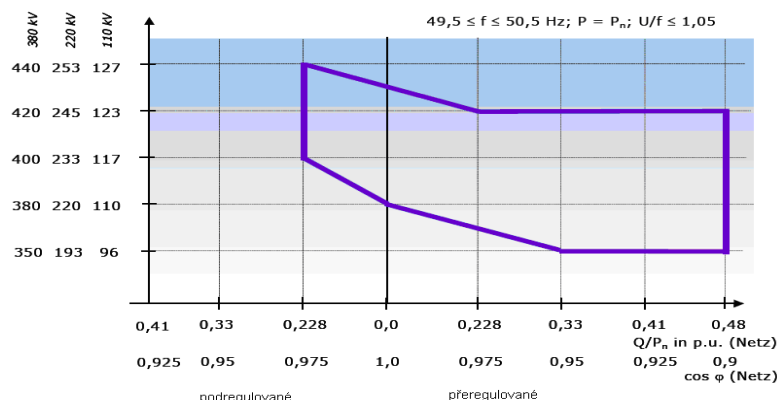
Zadání může být dáno:

- sjednanou hodnotou nebo eventuelním průběhem
- charakteristikou v závislosti na pracovním bodu výroby
- online zadávanou požadovanou hodnotou

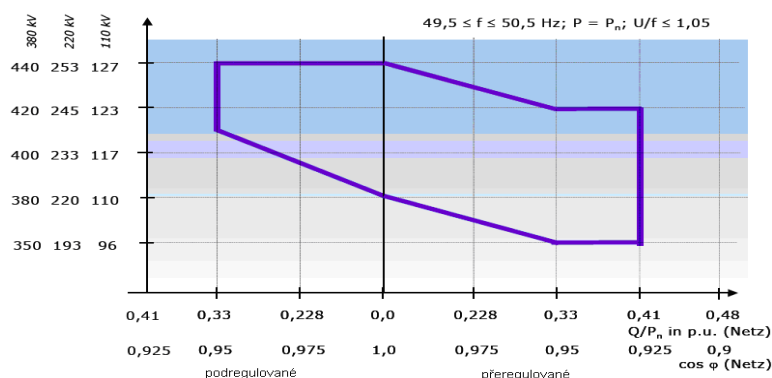
V případě online zadávání požadované hodnoty musí dojít nejpozději do jedné minuty k přechodu do nového pracovního bodu pro výměnu jalové energie v přípojném bodě.

3.8.5 Činnost VTE při poruchách v síti

Provozovatel výroby musí sám přijmout opatření k zamezení škodám na jeho vlastním výrobním zařízení při automatickém OZ v síti provozovatele DS. Provozovatel zdroje využívajícího obnovitelné energie musí sám zajistit bezpečné zjištění a zvládnutí možného ostrovního provozu zařízení, i když nedojde k překročení (poklesu) napětí a frekvence pod přípustné definované meze. Vedle systémových funkcí, jako podpětí a přepětí, vyšší, či nižší kmitočty, než je kmitočet sítě, které již jsou ve většině případů schopné rozpoznat vznik ostrovního provozu se požaduje, aby od pomocných kontaktů vypínače na straně nižšího nebo vyššího napětí síťového transformátoru byl dán povel ke snížení výkonu a vypnutí všech jednotlivých generátorů výroby tak, aby nejpozději za 3s byl ostrovní provoz ukončen. Dovoleny jsou i jiné způsoby zjištění ostrovního provozu, pokud nevyvolávají nadbytečnou činnost při systémových poruchách. Výrobní jednotka typu 1 má synchronní generátor přímo připojený k síti. Není-li tato podmínka splněna, jde o výrobní jednotku typu 2.

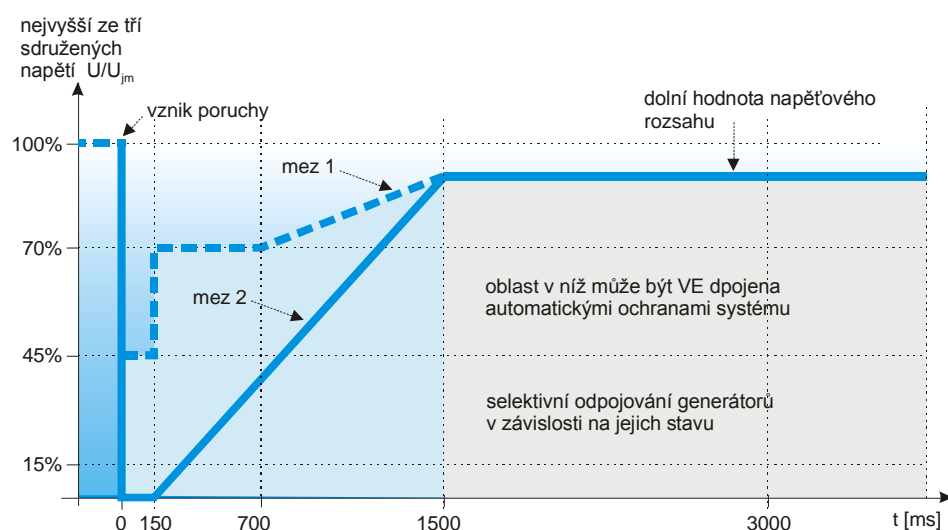


Obr.11 Varianta 1



Obr. 12 Varianta 2

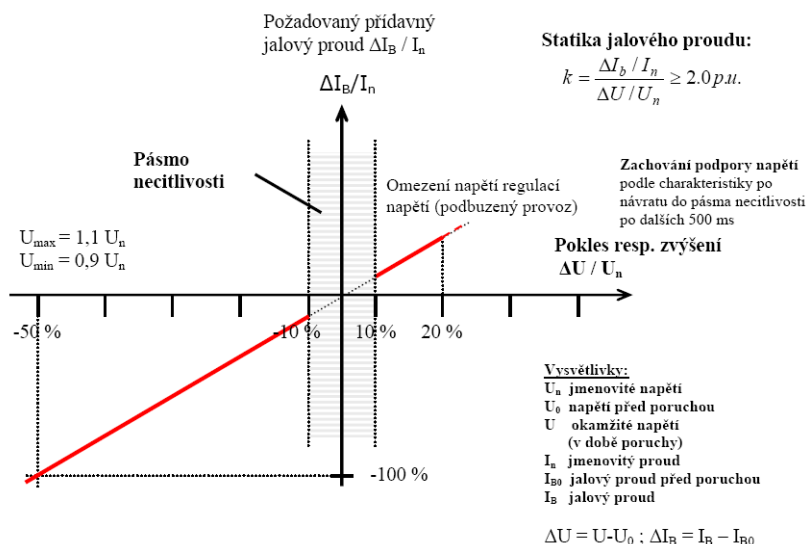
Pro výrobní jednotku typu 1 naznačenou na obr.11, platí v zásadě požadavky v předchozích částech. Požadavky na výrobní jednotky typu 2 naznačenou na obr.12, jsou v následujících částech. Při poruchách v síti, které jsou mimo chráněné pásmo výroby nesmí dojít k odpojení od sítě. Po dobu trvání poruchy je zapotřebí do sítě dodávat příspěvek ke zkratovému proudu. Zkratový příspěvek je zapotřebí dohodnout s provozovatelem sítě podle druhu zařízení, např. asynchronních generátorů nebo střídačů. Při poklesu napětí v přípojném bodě pod 85% vztažného napětí (např. $110\text{kV} \times 0,85 = 93,5\text{kV}$) a jeho setrvání při současném odběru jalového výkonu ze sítě v přípojném bodě (podbuzený provoz) musí být výroba odpojena od sítě s časovým zpožděním 0,5s. Hodnota napětí se vztahuje k největšímu ze tří sdružených napětí. K odpojení má dojít na generátorovém vypínači. Tato funkce plní kontrolu podpory napětí. Při poklesu a setrvání napětí na nižší napěťové straně každého transformátoru zdroje na a pod hodnotu 80% spodní meze pásma napětí (např. $690\text{V} \times 0,8 = 552\text{V}$) musí být vždy jedna čtvrtina generátorů odpojena od sítě za 1,5s, další za 1,8s, za 2,1s a 2,4s. Hodnota napětí se vztahuje k největšímu ze tří sdružených napětí. Časové odstupňování může být v jednotlivých případech dohodnuto jinak. Při vzrůstu a setrvání napětí na straně nižšího napětí transformátoru zdroje na a nad 120 % horní meze napěťového pásma (např. $690\text{V} \times 1,05 \times 1,2 = 870\text{V}$) musí být příslušný generátor odpojen od sítě s časovým zpožděním 100ms. Hodnota napětí se vztahuje k nejnižšímu ze tří sdružených napětí. Přídržný poměr měřicího členu pro podpěťovou, resp. přepěťovou systémovou automatiku musí být $\leq 1,02$ respektive $\geq 0,98$. Při frekvenci mezi 47,5Hz a 51,5Hz je automatické odpojení od sítě z důvodu odchylky frekvence od 50Hz nepřipustné.



Obr. 13 Meze průběhu napětí v přípojném bodě pro výrobu s obnovitelnými zdroji typu 2 při poruše v síti

Při poklesu frekvence pod 47,5Hz musí dojít k nezpožděnému odpojení, respektive při vzrůstu nad 51,5Hz smí dojít k automatickému odpojení od sítě. Doporučuje se zajistit funkce frekvenční ochrany (reaguje na pokles nebo zvýšení kmitočtu nad stanovené meze), podpětí a nadpětí na generátoru jedním zařízením. Obecně se tyto funkce včetně funkce podpětí v přípojném bodě nazývají systémová automatika. Po odpojení výrobní od sítě z důvodu vyššího nebo nižšího kmitočtu, podpětím a nadpětím nebo po ukončení ostrovního provozu je dovolena automatická synchronizace jednotlivých generátorů k síti při napětí v přípojném bodě sítě 110kV vyšším než 105kV. Hodnota napětí se vztahuje k nejnižšímu ze tří sdružených napětí. Nárůst činného výkonu dodávaného do sítě provozovatelem sítě po takovémto odpojení nesmí překročit maximálně 10% přípojného výkonu za minutu. Třípólové zkraty nebo symetrické poruchové změny napětí nesmí vést v oblasti nad mezí 1 v obr. 13 k nestabilitě nebo odpojení VTE od sítě. Uvnitř oblasti pod mezí 1 se VTE nesmí během poruchového chodu sítě od sítě odpojit. V oblasti pod mezí 2 v obr. 13 je dovoleno krátkodobé odpojení VTE. Všechny VTE, které zůstaly během poruchového chodu sítě připojeny se musí vrátit s rychlostí $20\%P_{jm}/s$ na původní hodnotu výkonu. Všechny výrobní musí poruchu překonat bez odpojení do sítě. Pokud nějaká výrobní nemůže vzhledem ke koncepci připojení (zařízení včetně generátorů) k síti splnit tuto podmínku bez odpojení od sítě, je dovoleno v dohodě s provozovatelem sítě posunutí této meze při současném zkrácení resynchronizačního času a zajištění minimálního napájení jalovým proudem při poruše. Napájení jalovým proudem a resynchronizace musí probíhat tak, aby výrobní splňovala vhodnou formou požadavky sítě v přípojném bodě. Pokud při projetí poruchy dojde k nestabilitě nějakého generátoru nebo náběhu nějaké ochrany generátoru, je dovoleno po dohodě s provozovatelem sítě krátkodobé odpojení výrobní od sítě. Resynchronizace musí následovat nejpozději do 2s po začátku krátkodobého odpojení. Dodávka činného výkonu musí růst na původní hodnotu minimálně s gradientem 10% jmenovitého výkonu generátoru za sekundu. Pod mezí 2 v obr. 13 je krátkodobé odpojení výrobní od sítě vždy dovoleno. Přitom jsou ve výjimečných případech po dohodě v PDS možné resynchronizační časy větší než 2s a nárůst činného výkonu po vypnutí poruchy menší než 10 %/s. Všechna výrobní zařízení, která se v průběhu poruchy neodpojí od sítě, musí ihned po vypnutí poruchy dodávat činný výkon do sítě a růst s gradientem minimálně 20% jmenovitého výkonu za sekundu na původní hodnotu. Výrobní musí při poklesu napětí podporovat

napětí v síti přidavným jalovým proudem. K tomu je zapotřebí při napětovém poklesu větším než 10% efektivního napětí generátoru aktivovat regulaci napětí podle obr. 14. Tato regulace napětí musí zajistit jalový proud na straně nižšího napětí transformátoru zdroje s příspěvkem minimálně 2% jmenovitého proudu na procento poklesu napětí. Zařízení musí být schopné dodávat do sítě požadovaný jalový proud v průběhu 20ms - doba regulační odezvy. V případě potřeby musí být možná dodávka jalového proudu minimálně 100% jmenovitého proudu.



Obr. 14 Znáznornění principu podpory napětí při poruchách v síti s obnovitelnými zdroji

Po návratu napětí do pásma necitlivosti musí regulace napětí zůstat zachována podle zadané charakteristiky po dalších 500ms. Při příliš velké vzdálenosti generátorů výroby od přípojného bodu, které by vedly k neúčinnosti regulace napětí, bude PDS požadováno měření poklesů napětí v přípojném bodě a regulace napětí závislá na této měřené hodnotě.

4 Analýza měření VTE

Větrná energie patří k energetickým zdrojům s přednostním výkupem vyrobené elektrické energie ale zároveň s nezajištěnou dodávkou a nízkým ročním využitím instalovaného výkonu (20% - 30%).

Hlavní nevýhoda VTE je především ve variabilitě dodávky výkonu do sítě, kdy se tato dodávka mění v návaznosti na povětrnostních podmínkách v dané lokalitě. Při velmi příznivých povětrnostních podmínkách dochází k velkému nárůstu výroby větrných farem, které dodávají téměř nepřetržitě jmenovitý výkon do sítě. Při velkém zastoupení větrných elektráren v dané oblasti je nutné přenášet značné výkony z oblasti výroby větrných elektráren do oblastí spotřeby. Tím jsou snáze přetěžovány přenosová vedení. Mnohdy se jedná i o mezistátní přenosy výkonů, které mohou narušit stabilitu provozu elektrizační soustavy. Při velkém instalovaném výkonu VTE do ES bude potřeba v mezních situacích účast větrných elektráren na regulaci soustavy. Zejména bude potřeba zajistit technické nástroje pro měření a komunikaci mezi dispečinkem PS a VTE. V krajních situacích se budou muset VTE podřídit povelům z dispečinku. Snahou provozovatele přenosové soustavy je také zapojit provozovatele VTE na plánování a přípravě provozu ES.

4.1 Analýza změn dodávaného výkonu větrné elektrárny

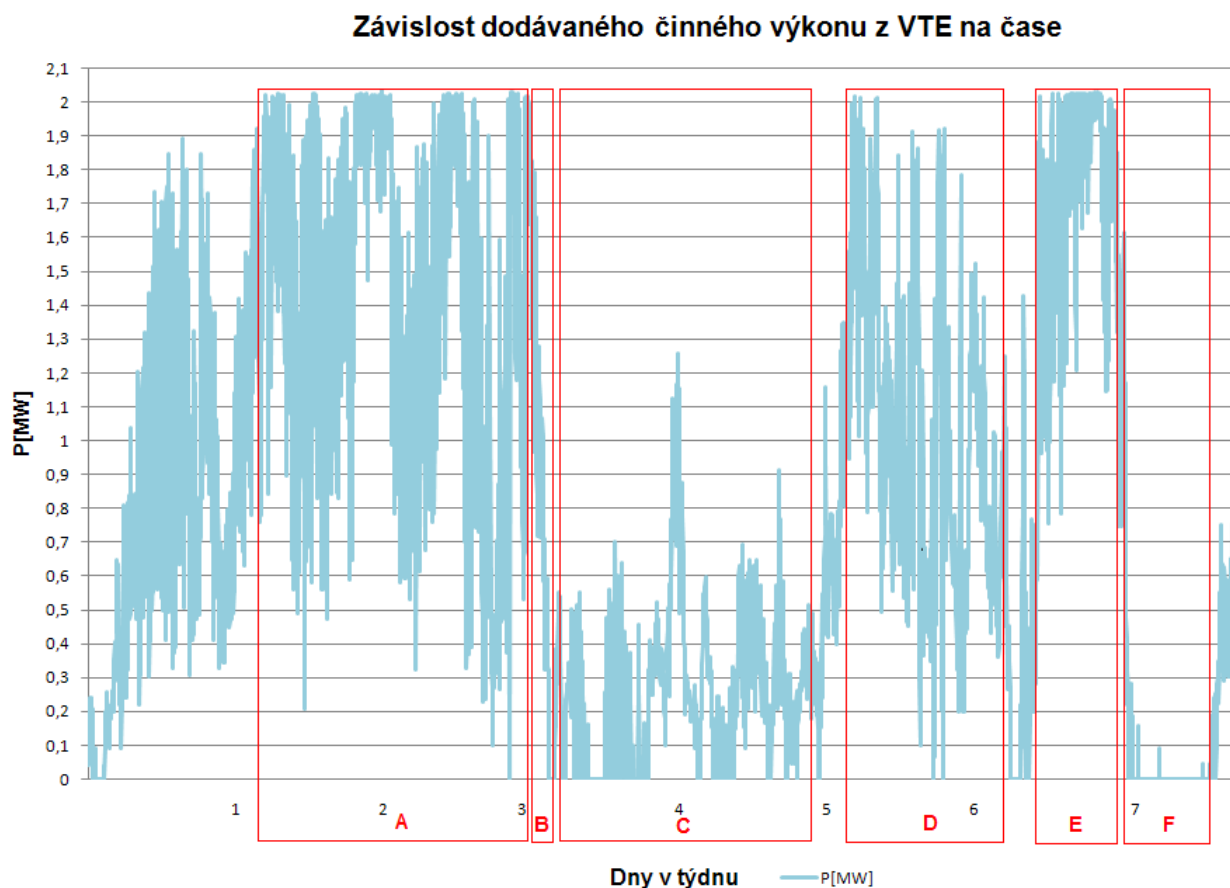
Výroba elektrické energie z větrných elektráren patří z hlediska zdrojů elektrické energie mezi ty nejnovější a i proto je i mimo jiné současný stav a rozvoj větrné energetiky provázen mnoha problémy. Snahou provozovatelů a investorů by mělo být nalezení rovnováhy mezi požadavky obou stran.

Pro upřesnění, mezi základní požadavky provozovatelů distribuční soustavy, do které je VTE připojena jsou, co jak největší snížení nežádoucích zpětných vlivů na elektrizační soustavu a co nejvyšší kvalita dodávané elektrické energie. Oproti tomu jsou tady také požadavky investorů a ty jsou, vysoká provozní spolehlivost, co jak nejvyšší výroba v megawatthodinách, dlouhá životnost a návratnost investic v co jak nejkratší době.

Mezi nejčastější zpětné vlivy působení VTE na elektrizační soustavu patří:

- kolísání dodávaného výkonu z VTE do elektrizační soustavy,
- vliv VTE na kvalitu elektrické energie (hodnotí se především kvalita napětí),
- přechodné děje související se spínacími operacemi systémů VTE,
- časový interval dodávky elektrické energie z VTE

Pro analýzu změn v dodávce činného výkonu jsem si zvolil následující příklad, ve kterém je na obr. 8 znázorněn průběh dodávaného výkonu z větrné elektrárny ve Veselí u Oder. Graf, který je naznačen na obr. 15, nám znázorňuje dodávku činného výkonu z dané VTE v průběhu jednoho týdne. Dále tento znázorňuje takřka všechny možné změny v dodávce činného výkonu, které v případě VTE mohou nastat. V této lokalitě jsou umístěny 2 větrné elektrárny typu VESTAS V-90 z nichž každá má jmenovitý výkon 2 MW. Výška stožáru těchto elektráren je 80 m a průměr rotoru je 90 m. Na ose x obr. 15, jsou znázorněny jednotlivé dny v týdnu. Na ose y je dodávaný činný výkon z jedné měřené VTE.

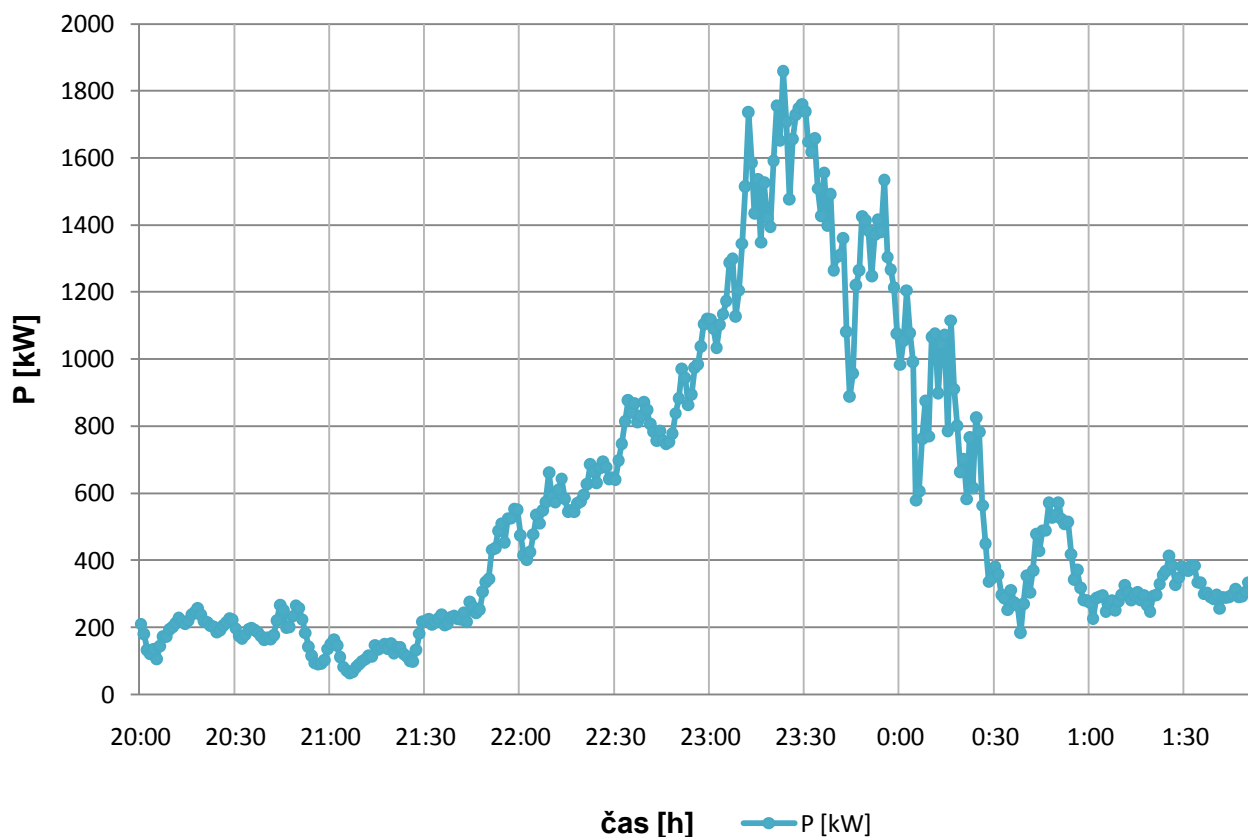


Obr. 15 Dodávaný činný výkon z VTE během jednoho týdne

Daný časový úsek nám znázorňuje různé možné varianty dodávky činného výkonu z VTE:

- vysoká avšak relativně dynamicky se měnící dodávka výkonu do distribuční sítě v úseku (A)
- náhlý pokles dodávky činného výkonu až na nulu v úseku (B)
- opětovný nárůst dodávaného výkonu s patrnými výkyvy větru v úseku (C)
- výrazně dynamicky se měnící dodávka téměř jmenovitého výkonu v úseku (D)
- relativně stabilní dodávka jmenovitého výkonu v úseku (E)
- náhlý pokles a poté takřka nulová dodávka výkonu v úseku (F)

Náhlá změna dodávky činného výkonu

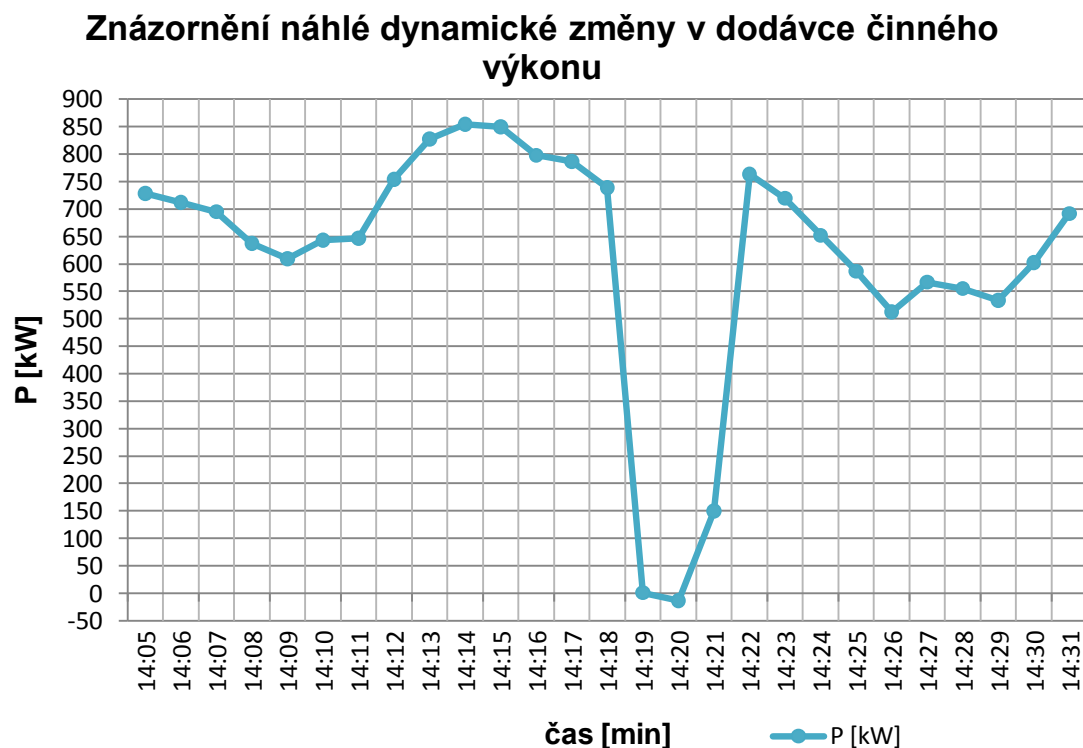


Obr. 16 Postupný nárůst a posléze pokles dodávky činného výkonu z VTE

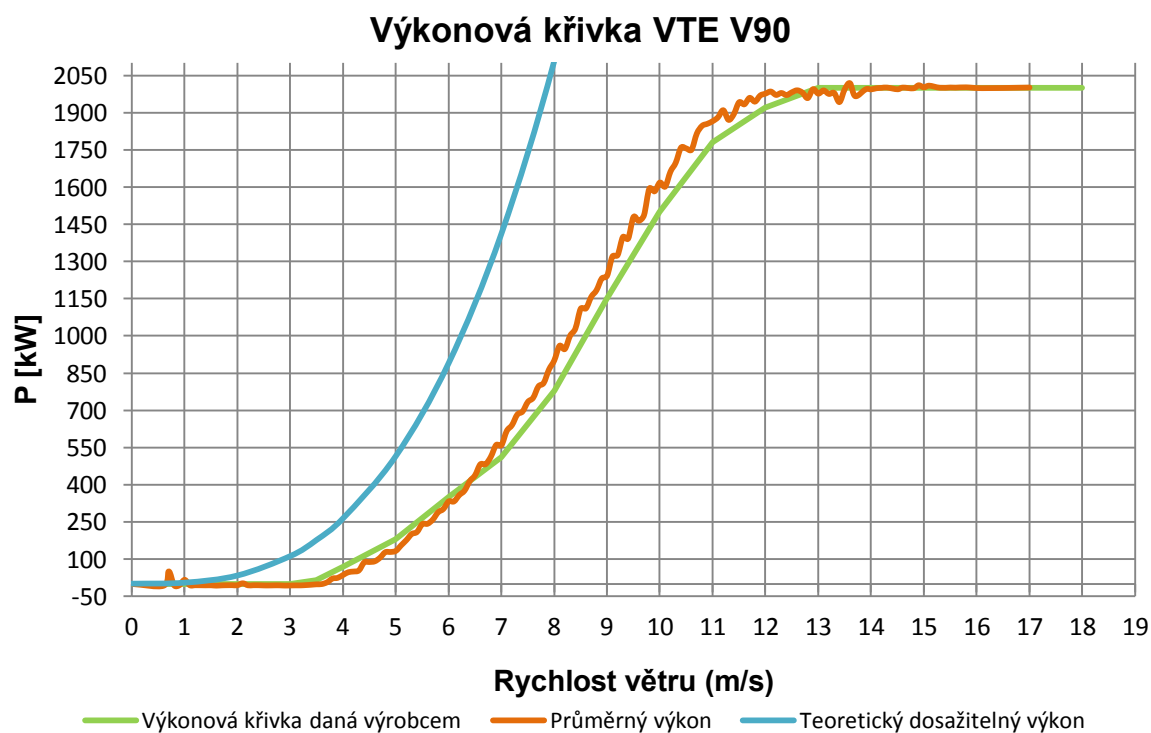
Na obr. 16 je znázorněn postupný, avšak výrazný nárůst dodávaného výkonu, který v čase 21:30 h roste z hodnoty 200 kW až k téměř jmenovité dodávce výkonu. Tento nárůst je poměrně rychlý trvá cca 2 hodiny a po přibližně stejný čas opět výrazně klesá. Na obr. 17 níže je možno vidět detail náhlé dynamické změny dodávky výkonu z VTE, kdy v čase cca 14:18 došlo k náhlému snížení dodávaného výkonu a to z hodnoty okolo 800 kW až na hodnotu nulovou. K tomuto poklesu došlo v průběhu cca 2 minut. Tato změna výkonu trvala celkově cca 5 minut, během nichž došlo ke změně dodávaného výkonu na nulovou hodnotu a poté zpět na původní hodnoty. V čase 14:19, kdy poklesl dodávaný výkon na nulu, začala měřená VTE naopak odebírat malý výkon ze sítě a to k pokrytí vlastní spotřeby.

Tyto dynamické změny, kdy se v relativně krátkém čase (minuty až hodiny), výrazně změní dodávka výkonu (v nejhorším případě ze jmenovitých hodnot), mají pro chod distribuční soustavy nejméně příznivý vliv a negativně ji ovlivňují.

Z hlediska distribuční sítě je výpadek dvou VTE o výkonu 4 MW zanedbatelný, avšak to platí pouze pro tento případ. Problémy mohou nastat v případě větší větrné farmy, kde je větrných elektráren zapojeno do distribuční sítě více. V tomto případě by výpadek dodávaného výkonu mohl vyvolat potřebu aktivace podpůrných služeb.



Obr. 17 Znázornění náhlé změny dodávky činného výkonu z VTE



Obr. 18 Výkonová křivka mnou hodnocené VTE V90

Na obr.18 jsou graficky znázorněny průběhy 3 výkonových křivek VTE VESTAS V90, kde:

- Modrá křivka nám znázorňuje teoretický dosažitelný výkon, který jsem vypočítal podle známého vztahu:

$$P = K_B \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v^3 \quad (16)$$

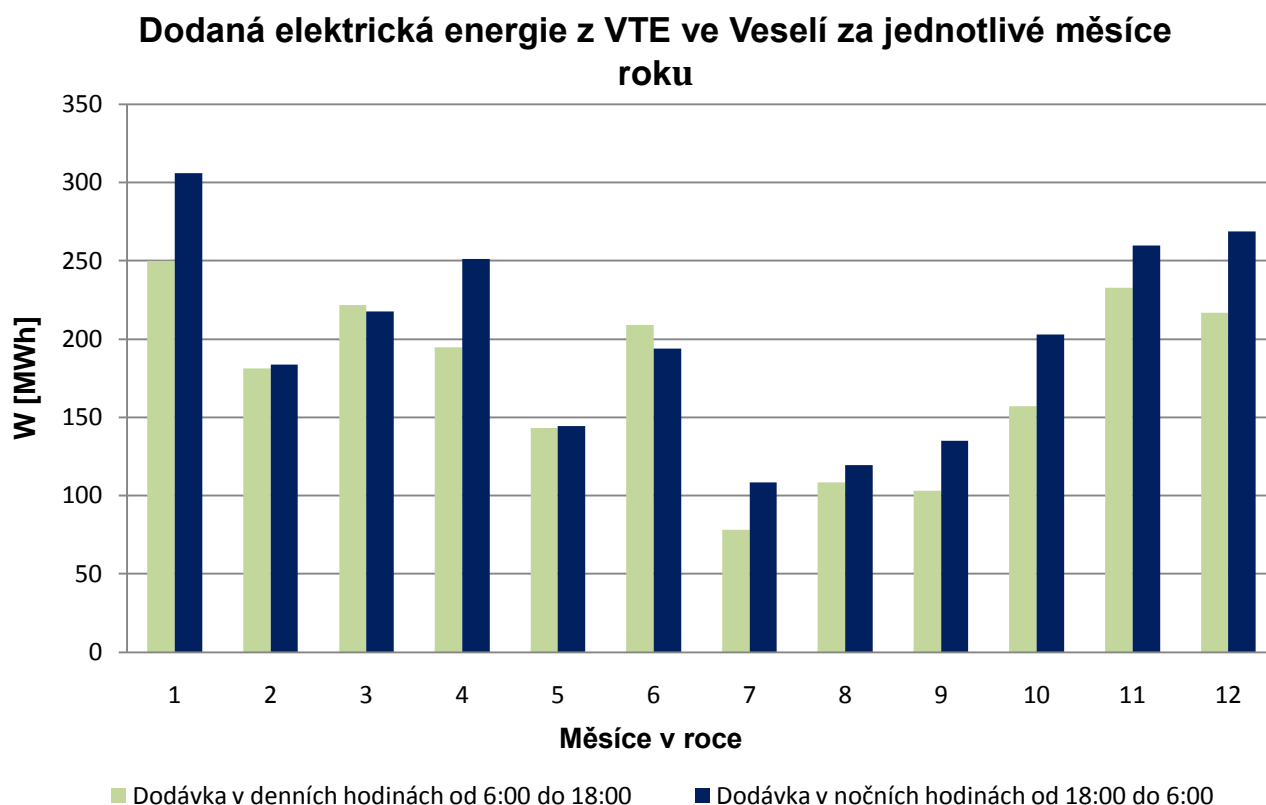
Kde výkonový součinitel K_B je v optimální a mnou dosazeném případě 0,59. Toto číslo nám říká, jaká je maximální teoreticky dosažitelná účinnost větrné elektrárny a vychází z Betzova pravidla. Za ρ , což je hustota vzduchu jsem dosadil hodnotu $1,2932 \text{ kg/m}^3$.

- Zelená křivka je výkonová křivka daná výrobcem, kde dodávaný výkon při dané rychlosti větru jsem získal přímo od výrobce, tedy od firmy VESTAS.
- A nakonec znázornění oranžové křivky, tedy průměrný dodávaný výkon, který byl naměřen přímo na dané VTE. Tato výkonová charakteristika nám udává závislost skutečného okamžitého výkonu na rychlosti větru.

Z grafu je na první pohled patrné, že skutečná výkonová křivka naměřená na větrné elektrárně VESTAS V90 se přibližně shoduje s křivkou, která je udávána výrobcem.

4.2 Změny v dodávce elektrické energie z VTE s ohledem na denní diagram zatížení

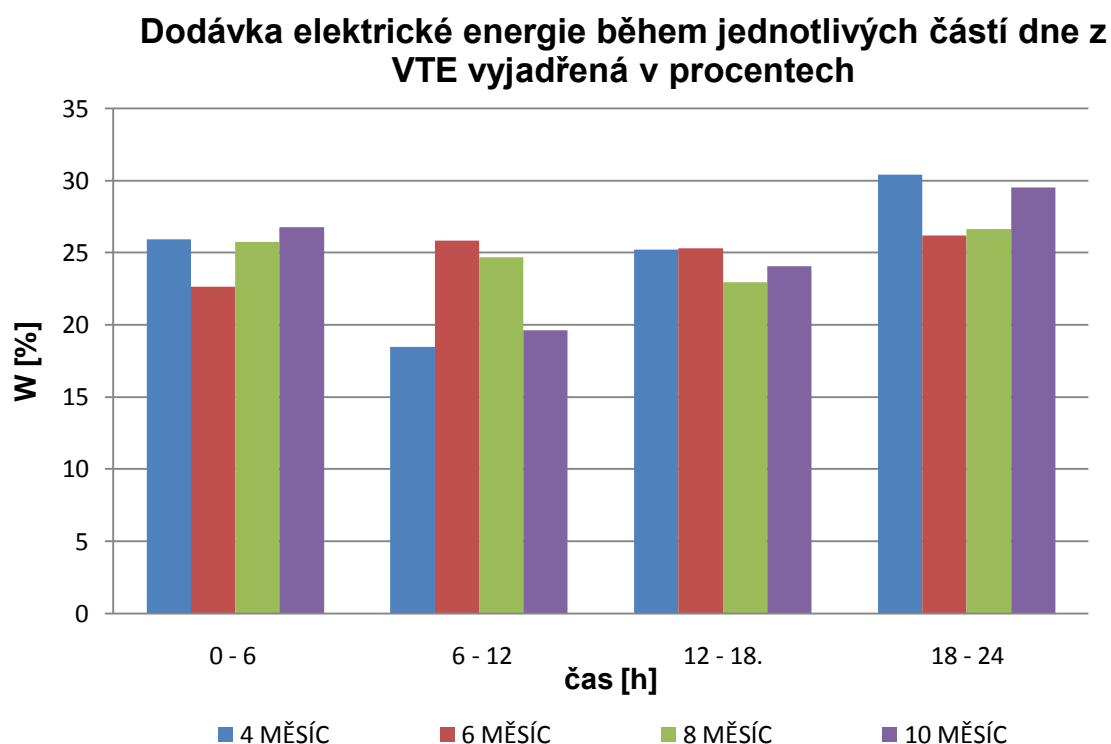
Na obr. 19 je znázorněna dodávka elektrické energie z jedné VTE ve Veselí u Oder a to v průběhu měřeného roku 2009. Jednotlivé sloupce nám znázorňují dodávanou elektrickou energii v daných měsících roku a ty jsou dále rozděleny na dodávku v denních hodinách a na dodávku v nočních hodinách. Z grafu je patrný rozdíl v množství dodané elektrické energie v mezi 18:00 a 6:00 tzn. v noci a mezi množstvím dodané elektrické energie v období opačném tj. mezi 6:00 a 18:00, tzn. během dne. Tento poměr je pro námi sledovanou lokalitu více méně konstantní, i když v případě 3 a 6 měsíce tento poznatek zcela neplatí. Tento fakt je způsoben výpadkem měřícího zařízení a zkrácením naměřených dat. Elektrickou energii jsem přepočítal z dodávaného výkonu z VTE, který byl měřen pravidelně ve dvou minutových intervalech. Celková vyrobená elektrická energie z obou VTE za sledovaný rok 2009 mi vyšla $W = 8986 \text{ MWh}$.



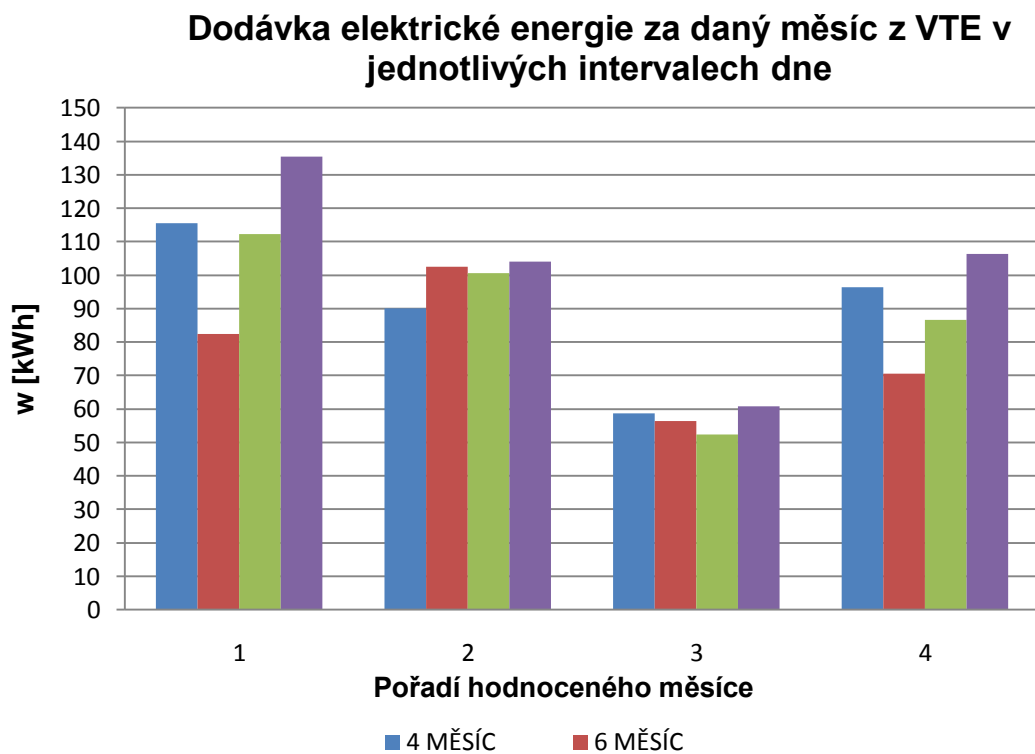
Obr. 19 Graf znázorňující dodávku elektrické energie z VTE v jednotlivých měsících roku 2009

4.3 Analýza změn dodávky elektrické energie z VTE během dne

Dodávka elektrické energie z VTE se mění i v průběhu dne, kdy obecně platí, že větší je v ranních hodinách od 0:00 do 6:00 a ve večerních hodinách od 18:00 do 24:00, opačně tomu je během denních hodin od 12:00 do 18:00 tak jak nám zobrazuje obr. 20. Na tomto sloupcovém grafu, který nám znázorňuje dodávku z jedné větrné elektrárny VESTAS V90, jsou jednotlivé dodávky během dne za uvedený měsíc, vyneseny v procentech celodenní dodávky elektrické energie. Den jsem si rozdělil do 4 šestihodinových časových intervalů. Tyto rozdíly v dodávce elektrické energie během denních a nočních hodin mohou mít negativní vliv na potřebné množství výkonu v síti. Tento fakt však platí jen pro větší výrobní jednotky (větrné farmy), kde se tento pokles nebo nárůst dodávaného výkonu musí regulovat buďto najetím záložních zdrojů (nedostatek dodávaného výkonu) anebo naopak dodávkou elektrické energie do akumulačních rezerv (přebytek dodávaného výkonu). Pod pojmem akumulační rezervy mám na mysli především přečerpávací vodní elektrárny, které v dnešní době jako jediné dokážou akumulovat tak velké množství elektrické energie a to prostřednictvím gravitační potenciální energie vody. V našem případě, kdy se jedná o instalovaný výkon 4 MW, není tento negativní vliv nijak zásadní. Další graf na obr. 21 znázorňuje rozdíly mezi dodanou elektrickou energií opět rozdělenou do 6 hodinových intervalů dne, kdy jsem vždy hodnotil 4 vybrané měsíce roku. Z grafu je patrná největší dodávka v ranních hodinách, kdy je však paradoxně nejmenší odběr.



Obr. 20 Graf znázorňující procentuální dodávku elektrické energie ve 4 fázích dne



Obr. 21 Graf znázorňující dodávku elektrické energie z VTE během 1 roku

Na obr. 22 níže, je znázorněn pomocí sloupcového grafu koeficient využití v procentech za jednotlivé měsíce v roce, za hodnocený rok 2009.

Koeficient ročního využití také koeficient využitelnosti je jedním ze základních ukazatelů efektivity energetického zdroje. Je taky hlavním kritériem pro hodnocení energetického zdroje. Ukazuje, nakolik je v průběhu roku využíván instalovaný výkon (výrobní kapacita) energetického zdroje. Počítá se jako porovnání skutečného množství vyrobené energie s teoretickým maximálním množstvím, vyrobeným při celoročním provozu se jmenovitým výkonem.

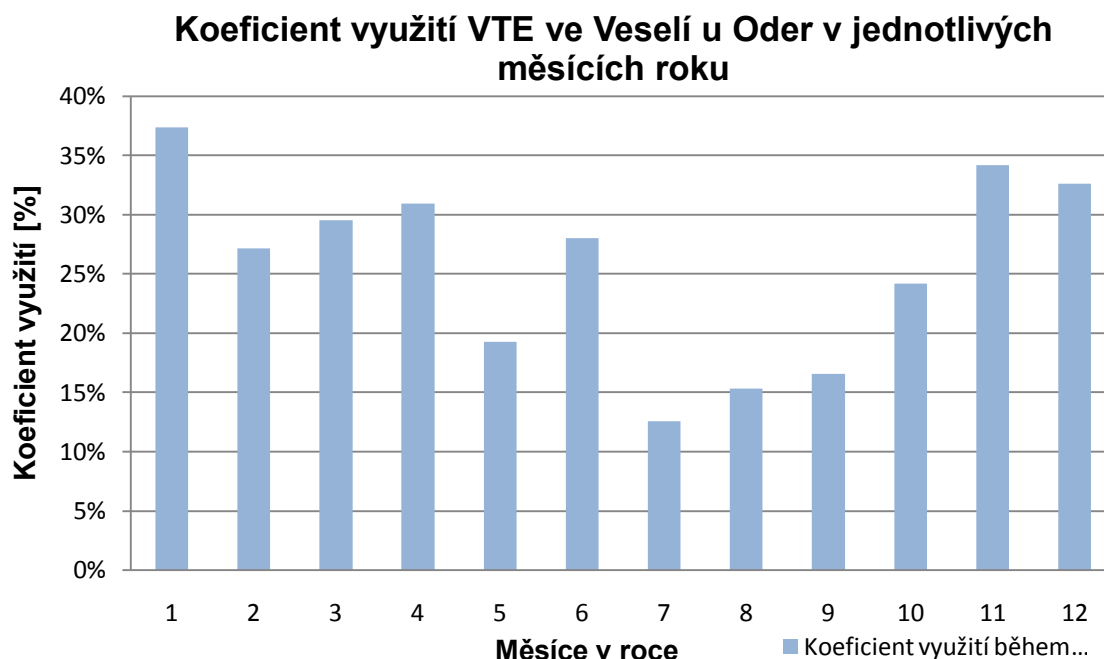
$$\text{Vypočte se podle vzorce: } k_r = \frac{W_r}{P_i \cdot h} \quad (17)$$

Kde W_r vyjadřuje roční množství vyrobené energie (kWh/rok), P_i je instalovaný výkon (kW), h je počet hodin, které má rok (8760 kalendářní rok, 8784 přestupný rok), koeficient ročního využití se obvykle vyjadřuje v procentech.

Data byla měřena tak, že se měřil dodávaný činný výkon a to v intervalu po dvou minutách, na jedné větrné elektrárně ve Veselí u Oder. V dané lokalitě se nacházejí dvě VTE, avšak tyto stojí v těsné blízkosti, mají shodné parametry a v dané lokalitě jsou velmi podobné povětrnostní podmínky, takže data z jedné se přibližně shodují i s daty druhé VTE. Koeficient využití je na obr.14 znázorněn za jednotlivé měsíce v roce (1 až 12) a zvlášť je znázorněn denní koeficient využití za daný měsíc, který se měřil vždy v hodinách od 6:00 do 18:00 a zvlášť je znázorněn koeficient využití v nočních hodinách, kde jsem si zvolil časový interval od 18:00 do 6:00 hodin. Z grafu jsou na první pohled patrné rozdíly mezi denní a noční dodávkou elektrické energie. Hlavní poznatek na tomto grafu je ten, že v denních hodinách je koeficient využití VTE obecně menší než v případě nočních hodin, kdy VTE dodávají do sítě více elektrické energie.

Při výpočtech koeficientu využití mi tento vyšel největší pro měsíc leden, kdy mi vyšel $k_r = 37,4 \%$ a naopak nejmenší byl pro měsíc červenec, kdy byl $k_r = 12,54 \%$. Obecně mi tento koeficient vycházel vyšší přes zimu, než v letních měsících kdy byla výroba elektrické energie z VTE menší a taky vyšší v nočních hodinách oproti hodinám denním. Tento koeficient přímo úměrně souvisí s výrobou elektrické energie, čím je vyšší tím vyšší, tím je větší výroba z VTE. U větrné elektrárny VESTAS V90 mi po výpočtech za celý rok 2009 vyšel průměrný koeficient využití $k_r = 26,64 \%$ při roční výrobě $W = 8986 \text{ MWh}$ z obou instalovaných VTE o celkovém výkonu 4 MW. Podle těchto výsledků je tento koeficient využití v podmínkách ČR nadprůměrný a tedy velmi dobrý. Tento koeficient využití nám říká, že tyto dvě elektrárny se ve skutečnosti v průměru během celého roku tváří jako zdroj o instalovaném výkonu 533 kW. Jak již bylo zmíněno tento koeficient je velmi závislý na ročním období, kdy v zimních měsících VTE vyrábí nejvíce elektrické energie a tváří se jako zdroj o instalovaném výkonu $P = 634 \text{ kW}$ při $k_r = 31,7 \%$ a naopak v letních měsících, kdy vyrábí energie nejméně se tváří jako zdroj o instalovaném výkonu $P = 372 \text{ kW}$ při $k_r = 18,6 \%$.

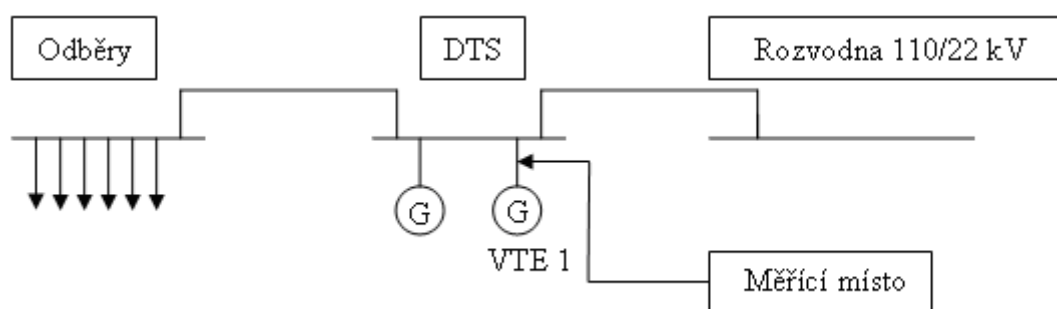
Tyto rozdíly mezi dodávkou elektrické energie a to především v nočních a denních hodinách mohou mít negativní vliv na potřebu dodávaného výkonu do sítě. Avšak pokud máme na mysli tyto konkrétní větrné elektrárny, mající instalovaný výkon dohromady 4MW, není tento negativní vliv nijak zásadní. Situace se však může změnit, bude-li se jednat o větrný park s velkým instalovaným výkonem.



Obr.22 Graf znázorňující hodnoty koeficientu využití VTE během jednotlivých měsíců v roce

4.4 Možné varianty výkonových bilancí sledované VTE ve Veselí u Oder

Výkon ze sledované VTE ve Veselí u Oder je vyveden přes distribuční transformační stanici (DTS) do paprsku, který je napojen na rozvodnu 110/22kV v Odrách. Na obr. 23 je možno vidět zjednodušené schéma zapojení části distribuční soustavy. Na obrázku je taky znázorněno místo měření. V současné době je sledován pouze provoz jedné VTE. Měření dodávaného výkonu je také prováděno v rozvodně 110/22kV v Odrách.



Obr. 23 Zjednodušené schéma částí distribuční soustavy

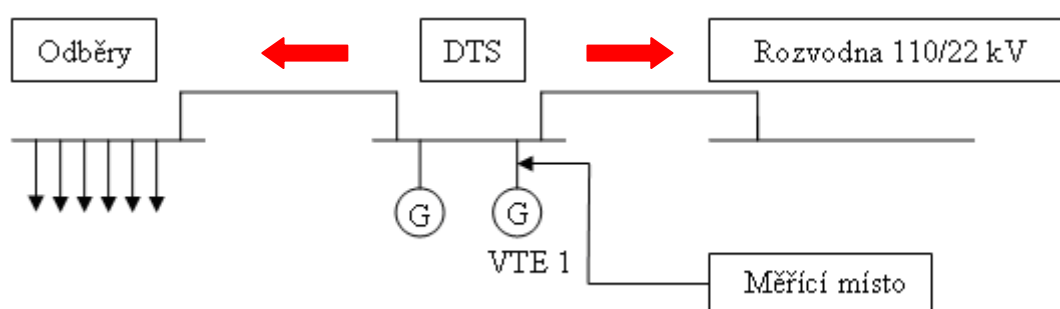
Měření toku výkonu v DTS, do které jsou obě VTE vyvedeny je v provozu od března 2008. V rozvodně 110/22kV bylo měření nainstalováno v březnu 2009.

Na základě měření a analýzy toků výkonu jsme vyhodnotili tři základní stavy výkonové bilance:

- Přebytek dodávky výkonu z VTE do paprsku (kladná výkonová bilance)
- Vyrovnaná výkonová bilance paprsku
- Nedostatek dodávky výkonu z VTE do paprsku (záporná výkonová bilance)

4.4.1 Kladná výkonová bilance

Přebytek dodávky výkonu z VTE nastává v případě, kdy připojené VTE pokryjí spotřebu odběratelů připojených na sledovaném paprsku a navíc přebytečný výkon dodávají do rozvodny 110/22 kV v Odrách.

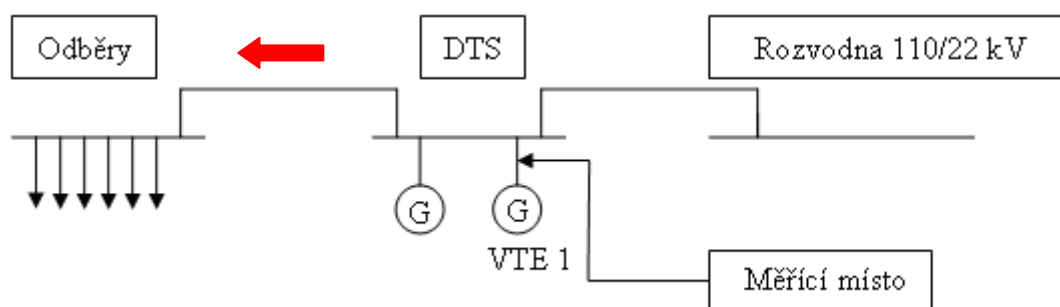


Obr. 24 Schéma kladné výkonové bilance

Tato varianta výkonové bilance nastala v období, pro které máme vyhodnocená naměřená data v cca 95% měřeného času. Toto období měření trvalo po dobu 2 měsíců.

4.4.2 Vyrovnaná výkonová bilance

Připojené VTE přesně pokryjí potřeby výkonu odběratelů připojených k paprsku, není proto nutné dodávat výkon z nadřazené rozvodny 110/22 kV (jedná se tedy o vyrovnanou výkonovou bilanci, do nadřazené rozvodny ani z rozvodny neteče žádný výkon).

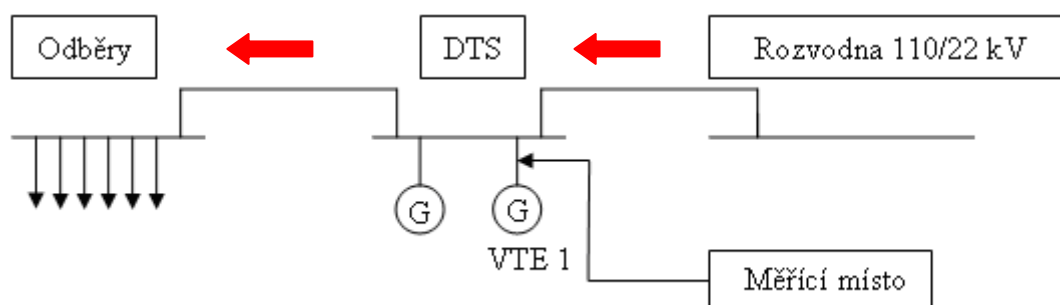


Obr. 25 Schéma vyrovnané výkonové bilance

V případě této varianty je nutné poznamenat, že se jedná pouze o teoretickou variantu a vzhledem k rychlosti změn toku výkonu z VTE není v podstatě možné, aby tato varianta nastala po delší dobu.

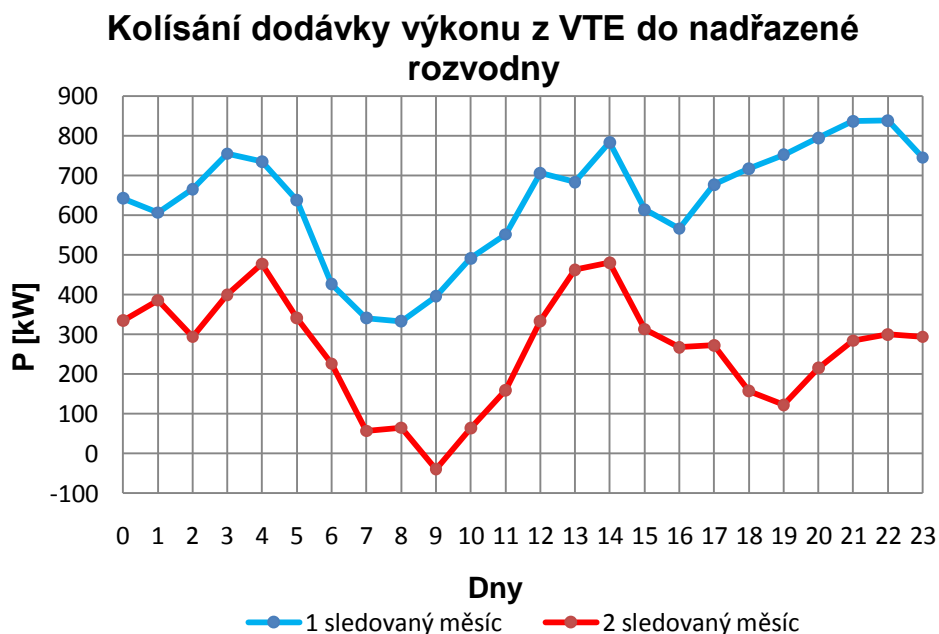
4.4.3 Záporná výkonová bilance

Připojené VTE nejsou schopny dodat dostatek výkonu k uspokojení potřeby odběratelů připojených ke sledovanému paprsku, je proto nutné dodávat chybějící výkon z nadřazené rozvodny 110/22kV v Odrách.



Obr. 26 Schéma záporné výkonové bilance

V časovém úseku, který jsme měřili, se tato varianta vyskytovala cca v 5%. Po tuto dobu tedy bylo nutno do paprsku dodávat výkon z nadřazené rozvodny 110/22kV. Vzhledem k pouze omezenému časovému úseku je možné předpokládat, že se poměr mezi jednotlivými variantami může v případě delšího časového úseku změnit. Nicméně výše zmíněné výkonové varianty jsou reálné a platné i v případě změny jejich poměru.



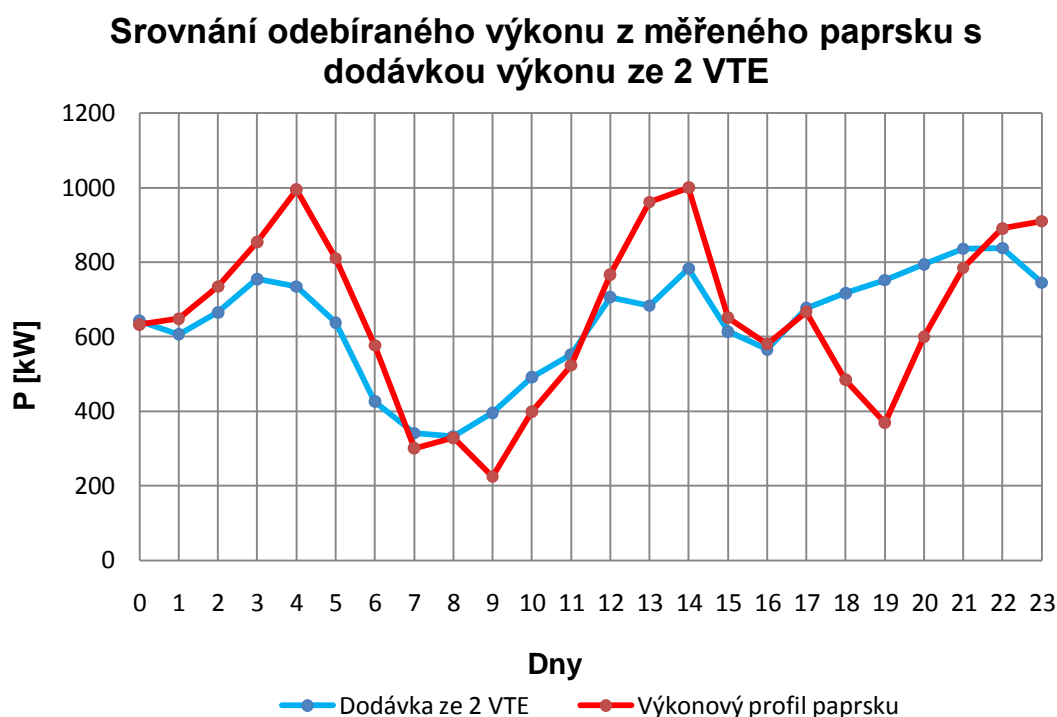
Obr. 27 Znázornění kolísání dodávky výkonu do nadřazené rozvodny

Na obr. 27 jsou zobrazeny průměrné hodnoty výkonu dodávaného do nadřazené rozvodny 110/22kV pro dva námi sledované měsíce. Z tohoto grafu je patrné snížení dodávky výkonu do nadřazené

rozvodny po cca páté hodině ranní, kdy dochází ke zvýšenému odběru zákazníků připojených ke sledovanému paprsku.

Ve druhém sledovaném měsíci došlo k tomu, že výkon dodávaný v průměrných hodnotách z obou připojených VTE nepokryl spotřebu odběratelů a došlo k otočení průměrné hodnoty toku výkonu a to pro hodnotu v čase cca 9:00 hodin.

Zobrazené výkonové profily sledovaného paprsku se mohou měnit v průběhu roku, z důvodu rozdílných meteorologických podmínek během celého roku.



Obr. 28 Srovnání toku výkonů na vývodu paprsku a dodávky ze dvou VTE

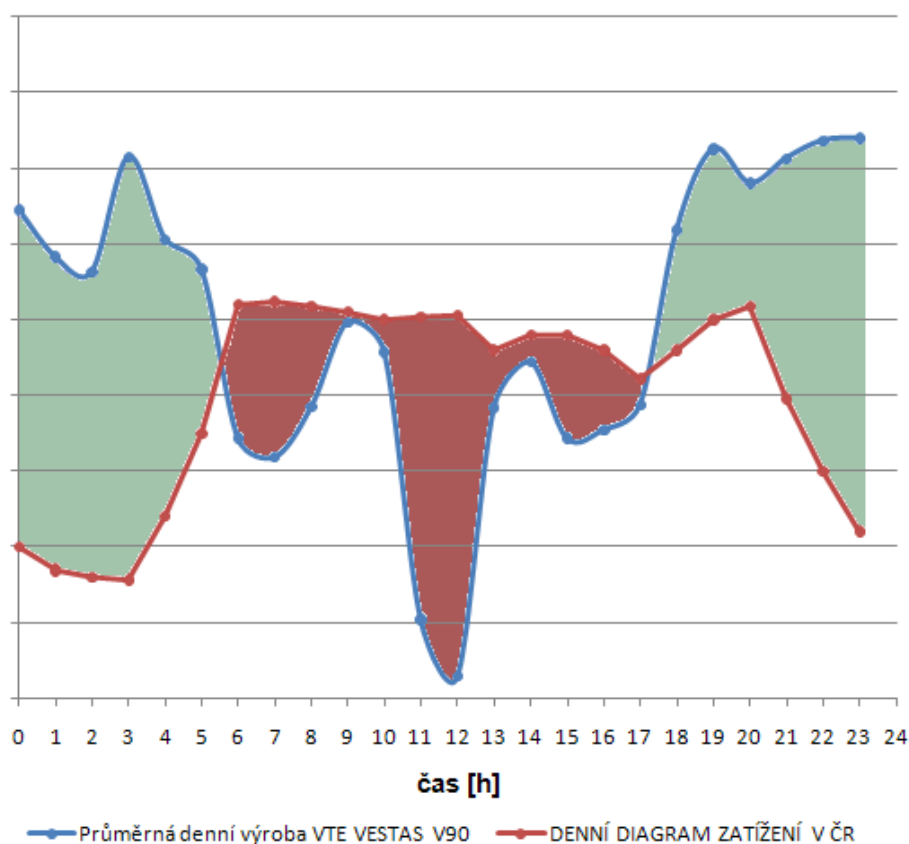
Vzhledem k tomu, že ke sledovanému paprsku jsou připojeny dvě VTE, ale měření probíhá pouze na jedné elektrárně, můžeme za určitých předpokladů změřený výkon na jedné VTE vynásobit dvěma a získat tak dodávku z obou VTE. Toto zjednodušení jsem již pro danou lokalitu zmínil a tato lokalita tuto podmínku zjednodušení splňuje.

Z obr. 28 je patrné, že ze sledovaného paprsku je odebírán relativně malý výkon přímo odběrateli, což lze usuzovat z toho, že průběh křivky výkonového profilu poměrně přesně kopíruje průběh křivky průměrného dodávaného výkonu z obou VTE. Stejně tak nám tato podobnost těchto průběhů potvrzuje předpoklad, že postačuje pro analýzu toku výkonu měřit pouze výkon dodávaný jednou VTE a tento násobit.

4.5 Ilustrativní srovnání denního diagramu zatížení s průměrnou produkcí výkonu z VTE během dne

Na obr. 29 je graficky znázorněn průběh dvou křivek. Oranžová křivka znázorňuje obecný denní diagram zatížení v ČR. Modrá křivka nám zase znázorňuje profil denní dodávky z VTE, který byl naměřen ve 3 a 4 měsíci roku 2009. Tento obrázek nám ilustrativně srovnává tvar křivky denního diagramu zatížení ES s průměrným výkonovým profilem získaným měřením na VTE. Z grafu je patrné, že v čase cca od 18:00 do 5:00 (zelená plocha), kdy se spotřeba elektrické energie postupně snižuje a poté výrazně klesá během cca 21:00 do 3:00 na minimum celého dne, dodává VTE nadbytek elektrické energie, který se nestačí spotřebovat a musí být tedy nějakým způsobem akumulován, v dnešní době tak bývá nejčastěji prováděno způsobem akumulace do přečerpávacích vodních elektráren. Naopak v období od cca 5:00 do 18:00 (hnědá plocha), kdy je spotřeba elektrické energie vysoká, je produkce VTE obecně nižší a musí být nahrazena jinými záložními zdroji např. plynovými elektrárnami, vodními elektrárnami, přečerpávacími elektrárnami aj. Závěrem můžeme říct, že produkce elektrické energie z VTE ve večerních hodinách je vyšší než je potřeba a naopak během dne je nižší než by bylo potřebné, tedy výroba z VTE je opačná nežli by bylo pro regulaci přenosových sítí vhodné.

Ilustrativní srovnání denního diagramu zatížení s průměrnou produkcí výkonu z VTE během dne



Obr. 29 Ilustrativní příklad porovnání denního diagramu zatížení v ČR s průměrnou dodávkou výkonu z VTE

5 Zálohování větrných elektráren s možností akumulace energie

[8,10, 22, 23, 24, 25, 32, 35, 36]

5.1 Vysvětlení pojmu akumulace

Akumulace je proces umožňující “uskladnění energie” na vhodném místě, ve vhodné formě, aby byla připravena pro příští použití ve vhodný čas v požadované kvantitě i kvalitě. Akumulace proto může fungovat jako náhradní zdroj při výpadku hlavního zdroje, ale také k akumulaci přebytků. To samozřejmě vede k úsporám. Zařízení pro akumulaci energie se obecně označuje jako akumulátor. V české elektroenergetické terminologii se však pojem “akumulátor” používá téměř výhradně pro zařízení pro elektrochemickou akumulaci elektrické energie. Zná je každý - od tužkových používaných ve spotřební elektronice až po velké akumulátory sloužící jako záložní zdroje (UPS).

5.2 Současné způsoby řízení toku elektrické energie

V současnosti největší odběr elektřiny nastává ve střední Evropě třikrát denně: ráno po šesté hodině, když se spouštějí stroje v továrnách, kolem osmnácté hodiny večer, kdy vzroste nápor na elektrickou hromadnou dopravu a rozsvěcí se světla a okolo dvaadvacáté hodiny večer, kdy se automaticky zapínají ohříváče vody a v zimě akumulární kamna. Mezi půlnocí a pátou hodinou ranní je naopak spotřeba elektřiny nízká. V zájmu nejvyšší hospodárnosti provozu se krytí základního zatížení svěřuje velkým tepelným a jaderným elektrárnám a průtočným hydroelektrárnám. Vzroste-li odběr nad jejich okamžitou kapacitu, připojují se k nim i tzv. závodní elektrárny patřící velkým podnikům a spouští se akumulární a přečerpávací vodní elektrárny. Elektroenergetické sítě na všech kontinentech se rozrůstají, navzájem propojují a to umožňuje vzájemnou výpomoc při překonávání špiček odběru nebo při výpadku některých velkých zdrojů energie.

Cena každé kilowatthodiny z dovozu ve chvíli špiček mnohonásobně vzrůstá, a proto energetici léta hledají, vyvíjejí a ověřují způsoby, jak přece jen elektrické výkony hospodárně akumulovat buď v rámci energetické soustavy (v našich poměrech jde o výkony řádově gigawattů), nebo u velkých odběratelů. Z několika desítek teoretických možností v oblasti “malé energetiky” (u malospotřebitelů) jsou nejvíce rozšířeny olověné a ocelové akumulátory. “Velká energetika” se zase hlavně opírá o přečerpávací vodní elektrárny.

5.3 Způsoby akumulace elektrické energie

V současnosti se považuje za nejdůležitější 5 základních způsobů akumulace energie:

- **Kvantitativní akumulace** (zásoby pevných, kapalných nebo plyných paliv). V české elektroenergetické literatuře se obvykle používá pojmu “zásoby paliv” a nehovoří se o akumulaci energie. Pojem “kvantitativní akumulace” je překladem anglického termínu “quantitative storage”.
- **Tepelná akumulace** označuje akumulaci energie ve formě tepla. Této akumulace využívají tepelné akumulátory, které představují buď speciální zařízení, nebo běžné součásti technologických celků (dlouhé teplovody), které umožňují využít akumulované tepelné energie pro přeměnu na jiný druh energie (obvykle elektrické).
- **Chemická nebo elektrochemická akumulace** označuje akumulaci elektrické energie ve formě chemické energie a využívá se v chemických bateriích (obvykle označovaných prostým

pojmem “baterie”) nebo v akumulátorech. Akumulátory využívají přeměnu elektrické energie na energii chemickou, kterou je možno v případě potřeby transformovat zpět na elektrickou energii.

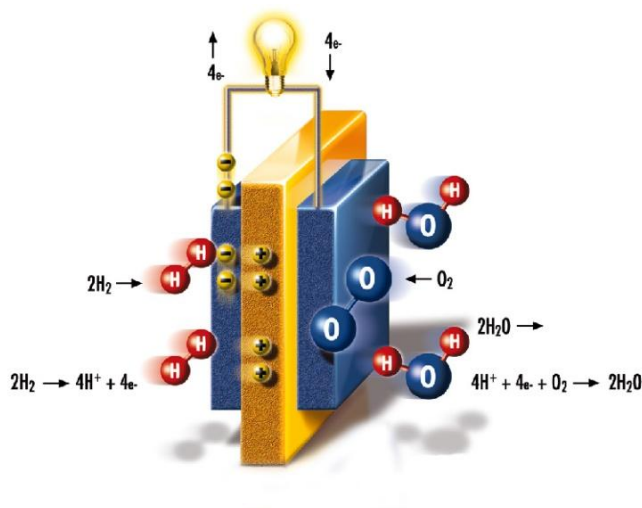
- **Mechanická akumulace** využívá potenciální (gravitační) energie nebo kinetické energie v zařízeních umožňujících přeměnu této energie na jinou formu vhodnější pro praktické využití. V elektroenergetice se tohoto způsobu akumulace energie využívá u akumulčních vodních elektráren a rovněž u přečerpávacích vodních elektráren. U AVE se jedná o prostou mechanickou akumulaci, ale PVE využívají přeměnu elektrické energie na energii potenciální, která se v případě potřeby mění zpět na elektrickou energii. Jinou formou mechanické akumulace energie jsou zásobníky stlačeného vzduchu (plynu), které však nejsou příliš prakticky využívány. Akumulace ve formě kinetické energie využívají tzv. setrvačníky, které v současnosti nejsou příliš prakticky využívány, ale možnosti jejich praktického uplatnění se zkoumají.

5.4 Další netradiční možnosti akumulace

- **Elektrochemické akumulátory**, hlavní výhoda elektrochemických akumulátorů je v přímé dostupnosti energie, nemusí se převádět z jiné formy. Bohužel dokážou uchovat jen relativně malé množství energie (řádově maximálně desítky A·h). Pokud chceme akumulovat větší množství, je třeba je spojovat, čímž roste velikost i cena. Pro zajímavost - v současnosti největší akumulátor slouží na Aljašce. Je větší než fotbalové hřiště a je složen z 13 760 Ni-Cd článků. V případě výpadku je schopen dodávat až 40 MW, ale pouze 6-7 minut (případně až 15 minut při 27 MW). Tento systém řeší výpadky energie pro cca 10 tisíc domácností. Ani takto velký akumulátor tedy nepokryje dlouhodobou potřebu energie. Slouží pouze jako záloha, než naběhnou pomocné generátory. Jinak se akumulátory používají jako zdroj elektrické energie u přenosných zařízení, případně jako záloha u malých zdrojů energie (domácí sluneční kolektory či větrné elektrárny). Nevýhodou akumulátorů je jejich omezená životnost a většinou velká zátěž pro životní prostředí (obsahují těžké kovy).
- **Olověné akumulátory (baterie)**, důvěrně je zná každý motorista, protože jejich energií spouští motor svého automobilu. Akumulují proud z dynam na podvozcích vagónů, pohánějí elektrovozíky a nakládače a v moderním kompaktním provedení s nimi počítají i elektromobily. Olověný akumulátor vynalezl roku 1859 francouzský fyzik G. R. Planté. Sestává z párů olověných desek, ponořených do nádoby s roztokem kyseliny sírové. Na deskách nenabitého akumulátoru se usadí účinkem kyseliny síran olovnatý PbSO_4 . Připojením stejnosměrného napětí při nabíjení se na kladné elektrodě vytváří červenohnědý oxid olovičitý PbO_2 , záporná elektroda se pokryje tmavě šedou vrstvou houbovitého olova. Tím se nabitý akumulátor přeměnil v galvanický článek. Elektrolyt zhoustne a na svorkách páru elektrod změříme napětí 2,1 V. Při vybíjení, po spojení svorek elektrod přes zátěž, začne probíhat opačná chemická reakce než při nabíjení. Prakticky nesmí napětí článků klesnout pod 1,8 V. V "prehistorické době" prvních stejnosměrných elektráren (1870-1890) se proud z dynam hnaných parními stroji nebo vodními turbínami stírádal k dennímu napájení sítě ve velkých akumulátorovnách s olověnými deskami zavěšenými do van s kyselinou. Současné hromadně vyráběné akumulátory jsou kompaktní. Nádobky mají vyplněny větším počtem párů destiček oddělených pórovitými separátory. Podle počtu olověnými spojkami propojených

článků na uzavřeném povrchu dávají napětí 6, 12, 24 nebo 48 V. Dosahují vynikající účinnosti okolo 80 %. Nejrozšířenější automobilové akumulátory 12 V mají kapacitu 50 Ah (ampérhodin) a snesou až 500 nabíjecích cyklů. Ovšem k tomu, aby do jimi vyzbrojené akumulátorovny mohl průmysl akumulovat pouhých 1000 kWh, by bylo nutné instalovat a zapojit 25 tun akumulátorů.

- **VRB - redox baterie**, jedná se o elektrochemický systém uchování elektrické energie. VRB obsahuje 2 různé elektrolyty, kde každý elektrolyt je uložen v samostatné nádrži. Jeden je nabit kladně a druhý záporně. Elektrolyty jsou pomocí čerpadel čerpány do palivového článku, kde jsou odděleny membránou. Elektrolyty jsou z vanadu a elektrolyt obsahuje kyselinu sírovou což je jediná nebezpečná látka tohoto systému. Kapacitu nám udává velikost nádrží elektrolytu. Vysoká energetická účinnost mezi 80 a 90% ve velkých zařízeních. Může dojít k úplnému vybití, aniž by došlo k poškození baterie. Může být jak elektricky tak i mechanicky dobíjena. VRB může být dobíjena a vybíjena až 10000 cyklů bez výměny elektrolytu.
- **Palivový článek**, přeměňují chemickou energii na elektrickou. Přiváděné palivo se oksyduje tzv. studeným spalováním, při kterém se uvolňují valenční elektrony z atomů paliva a využívají se k vedení proudu. Jen malá část uvolněné energie se mění v teplo. Účinnost je až 70%. Tento systém akumulace je velice ekologický. Paliva: vodík, methan, oxid uhelnatý metanol. Článek typu vodík-kyslík: Elektrody: porézní platina nebo pórovitého nikl (Komentář: Nikl je levnější náhradou elektrod vyrobených z porézní platiny, která je pro palivové články dnes nejběžněji používána. Porézní platina (tzv. platinová čern) se nanáší buďto samostatně nebo společně s uhlíkovými sazemi, které zajišťují elektronovou vodivost. Nikl se kdysi používal převážně u palivových článků s alkalickým elektrolytem.) Elektrolyt: roztok hydroxidu sodného KOH (někdy i kyselina fosforečná (PAFC), iontoměničová membrána (PEMFC), pevný oxid tedy keramika (SOFC) a podobně) pracují při tlaku 1-3 · 10⁵ Pa a teplotě 20-70°C.

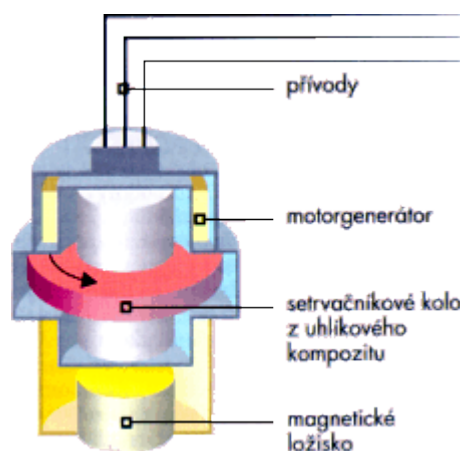


Obr. 8 Obecná ukázka funkce vodíkového palivového článku

- **Super kondenzátory**, mají podstatně vyšší kapacitu než klasické kondenzátory. Stejně jako běžný kondenzátor se skládá z vodivých polepů (elektrod) a nevodivé vrstvy (dielektrika), která je odděluje a zabraňuje tak vybití náboje na elektrodách. V tomto případě ale jsou

"polepy" tvořeny speciálně upraveným pórovitým uhlíkem, jehož vnitřní povrch má plochu stovky až tisíce čtverečních metrů v jednom gramu. Oproti stovkám mikrofaradů u běžných kondenzátorů zde kapacita dosahuje tisíců faradů, přičemž hustota energie je desetkrát až stokrát vyšší než u olověných akumulátorů. Použité suroviny jsou ekologicky nezávadné a počet nabíjecích cyklů se počítá ve statisících až milionech. Životnost je tedy podstatně delší než vydrží většina zařízení, které mají napájet. Uložená energie je nižší než v klasickém akumulátoru, výhodou však může být větší pohotovost daná rychlejším dobíjením a vyšší životnost. Super kondenzátory jsou ideální pro použití v aplikacích, kde je potřeba dodávat časově omezené špičkové proudy. Komerčně se začaly uplatňovat teprve nedávno.

- **Setrvačnickové akumulátory**, je poměrně nový způsob uchování elektrické energie – setrvačnick o velké hmotnosti je umístěn ve vakuu a roztočen na vysoké otáčky. V případě výpadku proudu roztáčí dynamo a vyrábí proud. Setrvačnický se uplatňuje především při zásobování kritických provozů, jako jsou například nemocnice. Podobně jako akumulátory nemohou ani setrvačnický řešit globálně uchování energie. Kdysi ve století páry, setrvačnický (ovšem na trochu jiném principu než je tomu nyní) pomáhali nadržanou kinetickou energií překonávat mrtvé body klikového mechanismu parních strojů. Ve spojení s motorgenerátorem se hodí i pro krátkodobé „uskladnění“ elektrické energie. Elektřinu spotřebovanou k roztočení setrvačnicku elektromotorem vrací s účinností až 85 % bleskovým přepnutím motoru do funkce generátoru. V minulém století je v praxi užili švýcarští inženýři ke stavbě gyrobusů – trolejbusů s jeden a půltonovým setrvačnickem pod podlahou na hřídeli motorgenerátoru.



Obr. 9 Setrvačnickový akumulátor s rotorem z uhlíkového kompozitu zavěšeného v magnetických ložiskách, otáčejícím se rychlostí 100 000 ot./min(4x).

Uvedené akumulátory mají max. výkon řádově jednotek MW, proto mají spíše lokální použití.

5.5 Elektrárna s plynovými turbínami

V poslední době zejména v souvislosti s nejasnou budoucností systému obchodování s emisemi CO₂ začínají jít do popředí i elektrárny na zemní plyn. Hlavní důvod je ten, že spálením kilogramu zemního plynu vznikne méně oxidu uhličitého, než vznikne spálením kilogramu uhlí. Navíc účinnost plynových elektráren je vyšší nežli u spalování uhlí (55 % při výrobě elektřiny a až 85 % při společné výrobě elektřiny a tepla), investiční náklady na stavbu plynové elektrárny jsou nízké, jsou menší

nároky na zastavěnou plochu, také menší požadavky na chlazení a jednodušší doprava paliva. Další nesporná výhoda spočívá v rychlém náběhu na maximální výkon (několik minut) a snadné regulaci dodávaného výkonu. Tyto vysoce ceněné vlastnosti představují pro stávající stav energetiky velké možnosti, jejich význam dále poroste s rozvojem větrných a solárních elektráren s nestabilní dodávkou.

Jsou to tedy také elektrárny, které poskytují podpůrné služby přenosové soustavy, které slouží k zajištění systémových služeb provozovatelem přenosové soustavy, kterým je v podmínkách ČR společnost ČEPS, a.s. Pomocí podpůrných služeb tak tento provozovatel zajišťuje spolehlivý provoz elektrizační soustavy v souladu se standardy, které jako člen propojených soustav přijal, nebo které si zvolil.

Bohužel však zemní plyn patří mezi nejdražší paliva, z toho vyplývají také vysoké provozní náklady. Proto se v dnešní době plynové elektrárny nestaví v takovém množství, aby pokryly základní zatížení, ale pokrývají zatížení špičkové. Podle předpokladů vydrží zásoby zemního plynu přibližně na osmdesát let, což představuje fatální nevýhodu.

5.6 Současné nejpoužívanější způsoby akumulace energie z VTE

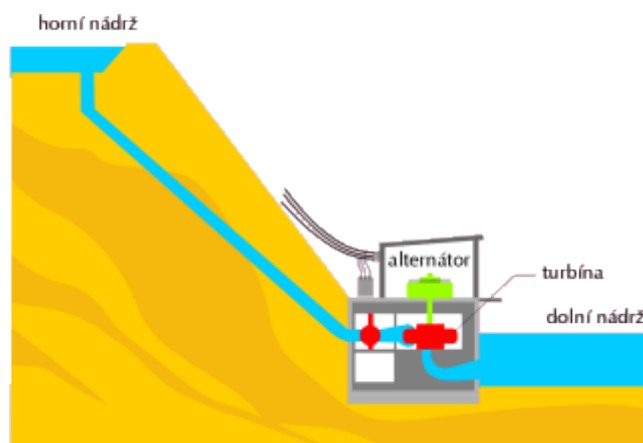
Akumulace elektrické energie je odjakživa jeden z největších problémů, obzvlášť v případě obnovitelných zdrojů energie a to především větrné a sluneční. Lidstvo zatím neobjevilo efektivně fungující princip hromadného skladování elektrické energie. Jak víme, tradiční zdroje neumíme pružně regulovat, abychom efektivně „uvolnili místo“ nárazům energie z momentálních nárazů větru. Úkolem dnešní doby není překotně stavět nové větrné a sluneční elektrárny. Podle mého názoru je zapotřebí nejdříve zvládnout vyřešení efektivní akumulace elektrické energie ve velkých objemech, případně regulace výkonu klasických zdrojů. Ani jedno ani druhé zatím pořádně neumíme. Přitom právě to jsou hlavní předpoklady pro smysluplné nasazení přírodních zdrojů, které dodávají energii jen nárazově. Sem by se měla upřít pozornost a investovat do výzkumu a vývoje.

Větrné elektrárny mají některé velice zajímavé parametry. Např. mají jeden z nejlepších koeficientů EROEI - hned po elektrárnách jaderných (a to ještě spíše po těch nejnovějších - dost možná ho mají lepší, než některé starší typy JE, zvláště pak ty již dříve vyřazené). Problémem zůstává akumulace energie na dobu, když zrovna nefouká. Za nejdůležitější zálohy pro větrné elektrárny považují všechny točivé zálohy pokrývající primární zálohy. Při výpadku VTE je výhodné také využívání PVE a tzv. systém CAES. Tyto systémy nabízejí jak sekundární a terciální zálohu tak i zálohu ve formě akumulace větrné energie.

- **PVE** (přečerpávací vodní elektrárny) v současné energetické praxi neexistuje jiný technicky a ekonomicky proveditelný způsob jak řešit rozdíly mezi výrobou elektrické energie a její spotřebou a to zejména při výpadku fungujících zdrojů. Jedná se prakticky o doposud jediný technicky proveditelný způsob, pomocí něhož lze vyrobenou elektrickou energii ve velkém měřítku po delší dobu skladovat. Význam přečerpávacích vodních elektráren se zvyšuje rovněž s rozšiřováním obnovitelných zdrojů energie se stochastickým průběhem výroby elektrické energie (v současnosti především větrné a fotovoltaické elektrárny), jejichž výkon se nedá předvídat s potřebnou mírou jistoty. Princip PVE je velmi jednoduchý. Přečerpávací vodní elektrárna se skládá ze dvou nádrží (dolní a horní), které jsou vzájemně propojené potrubím, v němž jsou zařazeny vodní turbíny a

čerpádl. Při přebytku elektrické energie v síti čerpají čerpádl vodu z dolní nádrže do vysoko položené horní nádrže. Elektrická energie se tak mění v hnacím elektromotoru nejprve v kinetickou energii proudící vody a potom v její energii potenciální v horní nádrži. Tam je připravena, aby v případě potřeby zpětným průtokem poskytla vysoký výkon vodním turbínám, jejichž alternátory ji vracejí v podobě elektrické energie do sítě. Mohou mít několik variant: dolní nádrž je obvykle zřízena za hrází průtočné vodní elektrárny na říčním toku a horní nádrž, se kterou je spojena několika tlakovými potrubími, je vybudována na některém blízkém vrcholu. Spády se pohybují od 100 do 500 m. Dolní nádrž může s výhodou sloužit i jako zásobník chladicí vody pro chladicí věže nedalekých tepelných nebo jaderných elektráren. Ve vysokých horách je možné využít v roli nádrží i odlehlejší vysokohorská jezera s velkým výškovým rozdílem, která se propojí tunelovými šachtami.

V současné době máme tři přečerpávací elektrárny o celkovém výkonu 1 145 MW (Tedy více, než všechny vodní elektrárny dohromady - 727 MW). Největší je přečerpávací elektrárna Dlouhé stráně uprostřed Jeseníků. Ta je držitelem tří "NEJ": největší reverzní vodní turbínu v Evropě - 325 MW, elektrárnu s největším spádem v České republice - 510,7 m a největší instalovaný výkon v ČR - 2 x 325 MW (Pro srovnání: naše nejvýkonnější vodní elektrárna Orlik má 364 MW). Účinnost přečerpávacích elektráren je přibližně 75 %, tj. dokážou uchovat přibližně tři čtvrtiny vložené energie. Velkou nevýhodou jsou relativně velké zásahy do krajiny, většinou navíc na zajímavých částech naší země, neboť je potřeba klasická přehradní nádrž a na kopci ještě druhá.



Obr. 9 Uspořádání přečerpávacích vodních elektráren (4x).

- **CAES** (špičková plynová elektrárna) CAES není jednoduchý systém pro uskladňování energie jako jiné baterie. Je to špičková plynová turbínová elektrárna, která spotřebuje méně než 40% plynu použitého v konvenčních plynových turbínách k produkci stejného množství výstupní elektrické energie. Je to proto, že na rozdíl od konvenčních plynových turbín, se spotřebovává 2/3 jejich vstupního paliva ke kompresi vzduchu v době generování, CAES před-komprimuje vzduch s použitím nízko cenové elektřiny z energetické sítě v době mimo špičku a využije tuto energii později podle toho, jak je potřeba plynové palivo pro generování elektřiny. Zkomprimovaný vzduch je často uskladněn ve vhodných podzemních dolech nebo jeskyních vytvořených uvnitř solných skal. Účinnost tohoto systému je < 55%, protože není zužitkováno

teplo vzniklé při kompresi a na pohonu generátoru se podílí stlačený vzduch se zemním (bio)plynem.

Dnes se na dalším vývoji CAES podílí firma RWE, která vyvíjí tzv. AA-CEAS (Advanced Adiabatic) systém, u kterého se na pohonu generátoru nepodílí plyn, ale je využíváno adiabatické teplo, které vzniklo při stlačení vzduchu v dutině. Tento systém může dosáhnout účinnosti až 70%. V současné době není tento systém realizován, předpokládá se spuštění první demonstrační elektrárny v roce 2012.

5.7 Kombinace větrné elektrárny a kogeneračního zařízení

Zvýšení efektivity větrných elektráren lze docílit jejich vhodnou kombinací s jinými místními zdroji. Budeme uvažovat pouze spolupráci větrných elektráren s kogeneračními zařízeními, a sice v zimním (topném) období. Oba tyto druhy techniky představují téměř po všech stránkách svůj vzájemný protipól. Větrná energie je dar přírody, dokonale nezávislý na lidské potřebě a vůli pokud jde o místo (například neosídlené lokality) i čas (zcela nahodile). Nedá se nijak racionálně regulovat, pouze maximálně využívat. Tomu odpovídá požadavek zastavět příslušný pozemek celý a pokud možno velkým větrnými agregáty.

Kogenerační technologie využívá způsoby, které transformují energii obsaženou v palivu na elektrickou energii s využitím tepla. Kogenerační zařízení (jednotku, stanici několik jednotek) můžeme volit jak co do místa, tak co do velikosti (výkonu) a provozovat kdykoli a libovolným výkonem podle potřeby. Jediné omezení je dáno vázaností produkce elektrické energie na odpovídající (úměrnou) produkci tepla. Kogenerační stanice se tedy „šije na míru“ příslušné obci v závislosti na její spotřebě tepla. Současná možnost uplatnění obou energií je podmínkou maximálního využití primární energie, obsažené v palivu.

Pro stanovení optimálního poměru mezi elektrickým výkonem kogeneračních jednotek a odpovídajícím počtem a výkonem větrných elektráren (farem) je třeba přihlížet k více kritériím, protože vždy jde o citlivou rovnováhu mezi produkcí a spotřebou (odběrem) energie, závislé na tom, zda jsou v dané oblasti jenom domácnosti nebo i místní průmysl a v jakém měřítku, zemědělské provozy (v roli nejen odběratele, ale třeba i dodavatele energie - bioplyn), zda jde o turistickou oblast a s jak velkou návštěvností v poměru k počtu kmenového obyvatelstva atd. Je jen zdánlivě paradoxní, že o optimální skladbu zdrojů rozhoduje hlavně skladba a charakter odběru. Zatím předpokládáme, že u jedné z možných optimálních variant se elektrický výkon kogeneračních jednotek má k jmenovitému výkonu větrných elektráren v poměru 1 : 1,5. Je zřejmé, že na jednu velkou větrnou farmu, např. 10 MW, může připadnout i několik kogeneračních stanic, resp. odpovídající počet větších obcí s úhrnným elektrickým výkonem kogeneračních jednotek, např. 6,7 MW.

Má-li být některá větrná lokalita přiměřeně využita, musí být větrné farmy někdy i poměrně velké. Známe Nový Hrádek (1,6 MW), Ostružnou (3 MW), studii farmy 5 MW a některé projekty, zvláště v Krušných Horách, které se blíží nebo i překračují 10 MW. V blízké budoucnosti se už málokdo bude projektovat menší agregáty než 600 kW a na trhu jsou nabízeny i výkony 750 (800) - 1000 - 1200 - 1500 kW. Na dánském zkušebním polygonu je v provozu agregát 2 MW a připravují se 3 MW. Kogenerační jednotky s pístovými motory na zemní plyn mají elektrický výkon i přes 2 MW. Spodní hranice je třeba i jen 20 kW. Výkon jednotek na bioplyn se bude pohybovat nejčastěji v rozmezí 40 - 400 kW, což je dáno únosnou produkcí bioplynu jedné stanice. Kogenerační stanice zpravidla nejsou

vytvořeny jen jedním, ale několika agregáty (obdobně jako větrné farmy), např. $6 \times 200 \text{ kW} = 1,2 \text{ MW}$, kde jeden agregát je jako záložní. Různým počtem agregátů v chodu se také snáze reguluje výsledný tepelný i elektrický výkon při zachování vysoké energetické účinnosti.

Při energetickém využívání fytoomasy se lze ubírat cestou zplyňování nebo spalování. Zplyňování je energeticky velmi efektivní, ale technicky složité a dosud se nedaří dosahovat potřebné rovnoměrnosti v kvalitě a potřebné čistoty plynu. Náklady na zplyňovací zařízení jsou poměrně vysoké. Proto se zatím více užívá spalování. Z hlediska čistoty spalin jsou u slámy i štěpky poměrně vysoké nároky na práci kotle a to je důvod, proč se nehodí pro příliš malé jednotky. Za minimální hranici pro teplárenské (kogenerační) využití se považuje elektrický výkon 2 - 3 MW, horní hranici je v současnosti asi 30 MW. Jsou k dispozici rychloběžné parní stroje, podobající se spíše plynovým nebo naftovým motorům, motory na Stirlingově principu a řada malých parních turbín, začínající již výkonem 60 kW.

Ke kogeneračnímu - teplárenskému způsobu využití paliv mají předpoklady větší obce a města, kde je reálné vybudovat místní rozvody tepla a kde je dostupný vhodný druh paliva. Může to být i zemní plyn, příp. bioplyn z místního zemědělského provozu nebo z čistírny odpadních vod, nebo z místní skládky, příp. sláma a dřevní a jiný odpad či speciálně pěstovaná fytoomasa. U všech těchto paliv je zpravidla uskutečnitelná tzv. prvotní akumulace, spočívající v dostatečném předzásobení příslušným palivem, které pak technologické zařízení přemění a dodá dle potřeby do elektrické a tepelné sítě.

5.8 Možné způsoby akumulace energie z VTE v budoucnu

5.8.1 Supravodivý indukční akumulátor

Podnět ke zcela revolučnímu způsobu akumulace elektrické energie dal vlastně nizozemský fyzik Kammerlingh Onnes již roku 1911. Ve smyčce ze rtuti vymražené v kapalném heliu indukoval elektrický proud a ten v ní k úžasu přivolaných svědků obíhal bez přerušení hodiny, dny a týdny i poté, co induktor odpojil. Stav, při kterém v látkách prakticky zcela vymizí elektrický odpor, nazvali vědci supravodivostí. Onnesův sen o tom, že jednou bude možné elektřinu beze ztrát přenášet po supravodičích, se teprve naplňuje. Supravodivost umíme vyvolat i v řadě kovů, slitin, a dokonce ve speciální keramice už nejen při teplotách kapalného helia, ale i v kapalném dusíku a vodíku. Experimenty s motory a generátory se supravodivým vinutím zdárně pokračují, stejně tak i s téměř bezdrátovým přenosem elektrického proudu po supravodivých kabelech. Zdá se, že supravodivá elektromagnetická akumulace menších i velkých elektrických výkonů dostane šanci ještě na přelomu našeho tisíciletí.

Zatím bylo do invertoru, který je schopen po překlenovací dobu dodávat nejchoulostivějšímu uzlu tovární sítě výkon realizováno několik menších supravodivých akumulátorů, určených k překonání krátkodobých výpadků proudu v závodech na výrobu polovodičů, čipů a filmů, kde i výpadek pouhé desetiny sekundy může způsobit velké škody a ochromit výrobu. První malé supravodivé akumulátory UPS (Uninterruptible Power Supplies) z USA pracují se supravodivou cívkou ponořenou do kapalného helia, která je nabíjena přes usměrňovač. Proud v ní cirkuluje s minimální ztrátou 0,3 kWh za 24 hodin. Už na první hlubší pokles napětí sítě na začátku výpadku reaguje akumulátor během 0,2 mikrosekundy tím, že proud z cívky indukcí převede přes kondenzátor kolem 1 MW. Větší supravodivý akumulátor SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) o kapacitě 800 Wh stabilizuje spojovací vedení společnosti Bonneville Power v Oregonu (USA). Obstal při několika

milionech cyklů nabití-vybití. Doba nabíjení i vybíjení je extrémně krátká a účinnost lepší než 95 %. Zveřejněné studie mluví o energetických supravodivých akumulátorech s kapacitou až 4 000 MW, schopných nahradit přečerpávací akumulační elektrárny. Mají mít podobu prstence (případně umístěného v podzemí), v němž je v kapalném heliu ponořena smyčka z tlustého měděného vodiče. Ztráty se započtením příkonu kryogenní stanice udržující helium na teplotě pod minus 269 °C nemají být menší než 1 %!

5.8.2 Výroba obnovitelného vodíku z OZE

Vodík vyprodukovaný pomocí obnovitelných zdrojů energie (OZE) by mohl být teoreticky ideálním palivem pro ekonomiku na celém světě. Jak by to bylo praktické a jak dlouho můžeme čekat, než se ekonomika založená na výrobě vodíku pomocí OZE stane realitou? Podívejme se na názory odborníků a na pohledy některých evropských projektů, abychom zjistili, jak je reálné využití vodíku jako obnovitelného zdroje energie.

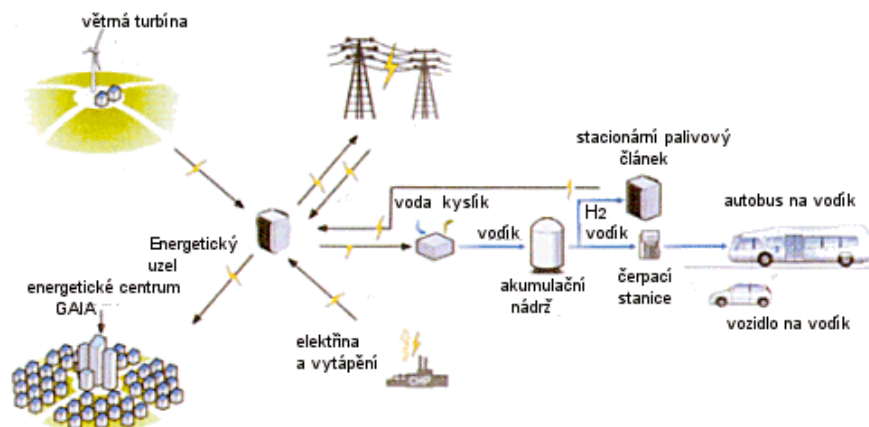
V srpnu 2002 vyšel v časopisu *Frontiers* (Magazín BP o technologii a inovacích) článek, ve kterém ředitelka BP pro sekci alternativních paliv Carol Battershell poukazuje, že rostoucí obavy o změny klimatu a jiné environmentální problémy týkající se bezpečnosti zásob energie, prohlubování závislosti na dodávkách ropy a rozvoje technologie vedou svět ke "konečnému stavu, kdy vodíkové palivo bude produkováno pomocí OZE, např. solární nebo větrné energie, je to způsob, kdy nevznikají při produkci vodíku emise. Je však nutné konstatovat, že cesta získání vodíku je v současné době neekonomická a je před námi dlouhá přechodová fáze, založená na získávání vodíku z uhlovodíků jako je např. zemní plyn."

Nejsou absolutně žádné pochyby, že nejlevnější cestou získání vodíku je dnes ve většině případů využití zemního plynu nebo jiných fosilních zdrojů. V současné době spočívá velká část produkce vodíku v přeměně fosilních paliv za použití páry jako zdroje vodíku nebo využitím fosilních paliv jako zdroje energie pro výrobu elektřiny potřebné k pohonu elektrolyzérů používaných k oddělení molekul vodíku z vody. Je dokázáno, že OZE by mohly hrát významnou roli při výrobě elektřiny potřebné k pohonu elektrolyzérů. Prosazení využití OZE k pohonu elektrolyzérů při výrobě vodíku, který by mohl být energetickou zásobárnou, by mohlo pomoci také vyřešit občasný problém spojený s OZE, stejně tak jako pozvednutí ekonomiky producentů obnovitelné elektřiny, kteří často nemohou garantovat bezpečnost požadovaných dodávek v souvislosti se současným uspořádáním obchodování s elektřinou.

Ben Madden, ředitel britského konzultačního střediska *Element Electricity*, nedávno vytvořeného rozšířením multioborové poradenské služby *Whitby Bird & Partners*, říká: "Z počátku potřebujete generovat vodík z fosilních paliv a zároveň za pomoci OZE. Není nic špatného na zemním plynu, pokud se jedná o krátké období, ale otázkou je, jak dlouhé bude toto krátké období. Je důležité neztratit ideu, že dlouhodobé řešení, na které se těšíme, je řešení založené na vodíku vyrobeném pomocí OZE. Je pouze otázkou, jak dlouho to bude trvat."

V Evropě a Velké Británii existuje mnoho projektů zaměřených na to, aby demonstrovaly, jaké existují možnosti. Zajímavé na těchto demonstračních projektech je to, že dokazují, že hospodářství založené na vodíku vyrobeném pomocí OZE je uskutečnitelné. Takže budoucnost hospodářství vodíku se stává spíše otázkou ekonomie. Ačkoli dlouhodobě by to nemusel být problém, momentálně je většinou nákladnější jít cestou OZE.

Pro akumulaci elektrické energie pomocí vodíkových technologií a pro současné využívání výhod bezemisních obnovitelných zdrojů energie je nutné vodík produkovat elektrolýzou vody. To znamená, že se el. energie vyrobená z OZE (např. ve větrné elektrárně) usměrní a využije k výrobě vodíku z vody v zařízení zvaném elektrolyzátor, a to vždy v době, kdy je zatížení elektrizační soustavy (ES) nižší. Vodík je pak pomocí kompresoru stlačen a uskladněn ve vhodném zásobníku a v době zvýšeného zatížení ES nebo při nečinnosti elektrárny použit pro výrobu el. energie v palivovém článku, jehož dalšími odpadními produkty jsou jen voda a teplo. Tato energie je pak přes střídač dodávána do veřejné distribuční sítě. Vodík je tedy přenašečem energie, ne zdrojem.



Obr. 10 Koncept energetických uzlů, který propojuje nezávislé obnovitelné zdroje energie s ostatními formami energie a vodíkové hospodářství

6 Ekonomické zhodnocení dodávky elektrické energie z VTE

[5,26, 27, 28, 29, 30, 31, 33]

Využití výroby obnovitelné elektrické energie z větru a její vývoj je pro dnešní dobu velice potřebný a to hlavně z hlediska eskalací cen ropy, zhoršování životního prostředí, klimatických změn, klesajících zásob fosilních paliv a závislosti na zahraničních dodávkách energie.

Zejména vůči těmto uvedeným faktorům si Evropská unie stanovila závazný cíl a to vyrábět do roku 2020 z větrných elektráren a jiných obnovitelných zdrojů 20% energie. Po dosažení tohoto cíle bude více jak jedna třetina vyrobené elektrické energie pocházet z obnovitelných zdrojů a z toho se předpokládá 12-14% výroba z větrných elektráren.

Výhody spojené s výrobou elektrické energie z větrných elektráren:

- Hospodářský růst a vytváření pracovních míst. V roce 2008 byla hodnota VTE instalovaných v Evropě 11 miliard eur. V roce 2020 se očekává, že roční trh s větrnou energií dosáhne 17 miliard eur. Větrný průmysl by navíc do roku 2020 mohl vytvořit až 368 000 nových pracovních míst.
- Omezení produkce skleníkových plynů. V Evropě byl v roce 2008 instalovaný výkon VTE 65 GW a tím se každoročně ušetří 108 milionu tun CO₂.

- Energetická nezávislost. Evropa nyní dováží více jak polovinu energie a očekává se, že toto číslo během 20 až 30 let stoupne až na 70%. Instalovaný výkon 65 GW je dost na to, aby pokryl spotřebu elektrické energie 35 milionům průměrných domácností.

6.1 Ekonomické problémy VTE

Jedním z hlavních ekonomických problémů je, že vybudování větrných elektráren je relativně nákladné. VTE vycházejí investičně skoro srovnatelné s jadernými elektrárnami, ale využití instalovaného výkonu je u nich mnohem nižší. Koeficient využití u větrné elektrárny je někde kolem 20-30 %. Větrné elektrárny nepracují nepřetržitě, jen za vhodných povětrnostních podmínek. Vítr tedy nesmí být příliš slabý ani příliš silný. Větru bohužel neumíme poručit a tak se někdy stane, že ve vybraných lokalitách elektrárna nepracuje právě kvůli nevhodnému větru. Výsledkem je pak nízké využití instalovaného výkonu a s tím související růst ceny produkované elektřiny. Dalším problémem je, že elektřinu nelze skladovat a tak musí být v každé elektrizační soustavě k dispozici určitá rezerva instalovaného výkonu tak, aby bylo možné zajistit dodávky energie tam, kde některé zdroje nebudou schopny dodávat energii z různých technických či jakýkoliv jiných důvodů. VTE v tomto představují problém, protože se nedá spolehnout, že v případě, kdy bude potřeba elektrické energie tak tato bude k dispozici. Výkon instalovaný ve VTE musí být tedy z velké části jištěn záložními zdroji, které jsou z hlediska ekonomického finančně nákladné.

6.2 Ekonomicky vhodné lokality pro výstavbu VTE

V posledních letech je velký důraz kladen na rozvoj obnovitelných zdrojů elektrické energie, které patří mezi zdroje ekologické s minimálním dopadem jejich provozu na životní prostředí. V době, kdy je taktéž velká pozornost věnována otázce energetické nezávislosti jednotlivých států, dostává se do popředí i využití dříve energeticky minoritních obnovitelných zdrojů elektrické energie, jejichž nasazení v jednotlivých lokalitách se předpokládá v již nezanedbatelném poměru k celkové produkci elektrické energie. Mezi nejdynamičtější se rozvíjející obnovitelné zdroje elektrické energie bezesporu patří větrné elektrárny a fotovoltaické systémy, které jsou využívány k výrobě elektrické energie pro různé napěťové i výkonové hladiny. V České republice nejsou v porovnání s Nizozemím či Německem tak ideální větrné podmínky, nicméně jsou zde lokality, které jsou pro výstavbu větrných elektráren vhodné, tak jak je graficky naznačeno na obr. 1, který se nachází v prvním bodě osnovy práce. Avšak počet lokalit vhodných pro výstavbu větrných elektráren, respektive farem větrných elektráren, není nekonečný. S ohledem na současný stav je možno říci, že v ČR budou v blízké době téměř vyčerpány kvóty pro realizační záměry výstavby větrných elektráren. A to i přesto, že díky využití moderních řídicích systémů větrných elektráren s frekvenčními měniči, není pro volbu lokality větrné elektrárny prioritou velká nadmořská výška, ale je možné využívat i lokality nížinaté. Pokud je tedy uvažována ideální lokalita s průměrnou rychlostí větru nad 6 m.s^{-1} , jedná se o plochu 1269 km², což činí pouze 1,6% z celkového území ČR. Z celkové plochy je dále nezbytné vyčlenit oblasti, které nejsou vhodné pro výstavbu větrných elektráren, tedy oblasti přírodně chráněných a zalesněných ploch. Zbývající vymezená oblast pak tvoří 0,14% celkové plochy ČR a cca 8% plochy s průměrnou rychlostí nad 6 m.s^{-1} .

6.3 Podmínky pro vstup investorů

Investory všude ve světě motivuje ke vstupu do oboru stejná věc:

a) Jasná a průhledná pravidla – dobrá legislativa = perspektiva

b) Ekonomické podmínky - nastavení výkupních cen

Investor musí vždy splnit následující podmínky, aby mohl realizovat projekt:

a) Dodržet všechny zákonné normy dané země = získat kladná vyjádření několika desítek úřadů a odborných institucí

b) Dodržovat ekonomická pravidla oboru = navrhovat projekt tam, kde jsou vhodné podmínky

Investoři reagují na veřejnou zakázku všude ve světě i u nás.

U nás se větrná energetika začala nejintenzivněji rozvíjet až od roku 2005, kdy vešel v platnost zákon 180/2005 - zákon o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů (zákon o podpoře využívání obnovitelných zdrojů).

Účelem tohoto zákona je v zájmu ochrany klimatu a ochrany životního prostředí:

- a) podpořit využití obnovitelných zdrojů energie,
- b) zajistit trvalé zvyšování podílů obnovitelných zdrojů na spotřebě primárních energetických zdrojů,
- c) přispět k šetrnému využívání přírodních zdrojů a k trvale udržitelnému rozvoji společnosti,
- d) vytvořit podmínky pro naplnění indikativního cíle podílu elektřiny z obnovitelných zdrojů na hrubé spotřebě elektřiny v ČR ve výši 8 % k roku 2010 a vytvořit podmínky pro další zvyšování tohoto podílu po roce 2010.

Dále zákon uvádí výkupní ceny za elektřinu z obnovitelných zdrojů a zelených bonusů, které úřad stanoví vždy předem na daný kalendářní rok.

6.4 Technicko-ekonomické parametry

Posouzení větrných elektráren s ohledem na značný počet běžně používaných jednotek není snadné. Jako nejvhodnější jednotka energie k přímému vyjádření průměrného výkonu energetických zdrojů s přihlédnutím k metodice ročního hodnocení se jeví jednotka jeden kilowattrok ($1 \text{ kW} \cdot \text{r} = 8760 \text{ kWh}$), takto vyjádřena roční výroba energie W_r udává současně také průměrný výkon zařízení P_r . Jestliže dvě větrné elektrárny s instalovaným výkonem $P_i = 4000 \text{ kW}$ vyrobily za rok 8986 MWh, jak tomu bylo v případě mnou hodnocených elektráren), byl jejich průměrný roční výkon $P_r = 1,026 \text{ MW}$. Snadno lze následně srovnáním průměrného a instalovaného výkonu vyjádřit roční využití hodnoceného zdroje energie jeho disponibilitou (součinitelem využití) $k_r = (P_r/P_i) \cdot 100 = 26,85\%$. K metodice ročního hodnocení obnovitelných zdrojů je dále zaveden bezrozměrný součinitel $B_{OZE} = W_{OZE}/W_{HSE}$ popisující podíl produkce sledovaného zdroje na hrubé spotřebě energie W_{HSE} , kterým je sledováno plnění závazku ČR vůči EU k zajištění 8% krytí spotřeby využívání obnovitelných zdrojů v roce 2010. Jestliže hrubá spotřeba elektřiny v ČR v roce 2010 včetně ztrát v síti a vlastní spotřeby zdrojů podle studie ERU je očekávána na úrovni 8,6 GWh, bude nezbytné pomoci OZE dosáhnout výroby $W_{OZE} = 688 \text{ MWh}$ elektrické energie.

6.5 Ekonomické zhodnocení návratnosti investic projektu výstavby VTE v lokalitě Veselí u Oder

Návratnost vložených investic budu hodnotit pro lokalitu Veselí u Oder, kde byly v roce 2007 postaveny dvě VTE VESTAS V90 firmou ELDACO. Instalovaný výkon u obou VTE je 4 MW. U těchto VTE, pro které jsem získal roční data z měření dodávaného činného výkonu, jsem vypočítal celkovou vyrobenou elektrickou energii v roce 2009. Hodnota této vyrobené energie mi vyšla 8986 MWh. Z těchto informací o vyrobené elektrické energii z tohoto roku, vycházejí i výpočty uvedeny v tab. 3, konkrétní přesnost výpočtu je závislá na mnoha faktorech a to především na roční výrobě v daném roce, která se může pohybovat v různých mezích a výpočet s hodnotou za uvedený rok není zcela přesný.

Návratnost investic firmy ELDACO jsem počítal pro vložený vlastní kapitál, který činil 20% z celkových investičních nákladů. Investiční náklady na samotné VTE jsem získal ze stránek firmy ELDACO. Do celkových investičních nákladů je zahrnuta samotná cena elektrárny a ostatní náklady související s jejím uvedením do provozu (např. kabelová přípojka, transformátor, projektová dokumentace, atd.). Půjčka z banky činila 80 % ceny z celkové vložené investice, úroková sazba z této půjčky je 7% po dobu splatnosti 15 let. Firma ELDACO má dále předplacen 5 lety záruční servis včetně oprav, který činí 3% ze základní ceny. Dále jsem bral v úvahu provozní náklady, mezi které patří náklady na pojištění a údržba VTE, tyto náklady se každým rokem se navyšují o 2%. Náklady na opravy a servis se pohybují okolo 1% z ceny základní investice. Sazba daně na rok 2007 činí 24%, ale příjmy z prvních pěti let provozu VTE jsou dle tohoto zákona osvobozeny. Cena za výkup je pro větrné elektrárny vystavěné po 1.1. 2007 na 2,68 Kč/kWh, jak je patrné z tab. 2 s ročním navýšením 1%. Na tyto větrné elektrárny se nevztahuje zelený bonus.

Dále u větrných elektráren uvedených do provozu po 1. lednu 2005 včetně, se dají výkupní ceny a zelené bonusy uplatnit pouze pro nově zřizované elektrárny, jejichž výrobní technologické celky (zejména rotor a generátor) nejsou starší než dva roky. Toto je ovšem trochu diskriminační pro větrné elektrárny postavené z repasovaných částí. Cena dle ERU a zákona 180/2005 Sb., se zaručuje po dobu 15 let. Tato cena se dále navyšuje o inflaci. Životnost elektrárny se odhaduje na 20 let. Z tab. 3 je vidět, že doba, za kterou se vrátí vlastní vložený kapitál je 4 roky, po této době se bude už jen splácet vlastní úvěr a nutné výdaje. Opravy, údržba a servisní práce, jako jsou příklad kontroly olejových náplní, revize, kontrola statiky VTE jsou v tabulce zahrnuty až od 6 roku provozu, do této doby platí předplacený záruční servis. Cena výkupu elektrické energie dle ERU a zákona 180/2005 Sb., se zaručuje po dobu 15 let. Životnost elektrárny se odhaduje na 20 let. Po patnáctiletém provozu mi vyšla hodnota zisku 21,54 mil. Kč. V této době bude již splácen úvěr z banky ve výši 146,12 mil. Kč. Za dobu 15 let se tímto úrokem přeplatí vypůjčená částka hodnotou 94,48 mil. Kč. Po této době však tyto elektrárny pojedou co do doby životnosti ještě 5 let a majiteli pak zůstává slušný provozní kapitál.

6.6 Investiční a provozní náklady

6.6.1 Obecné investiční náklady a podmínky pro úspěšnou instalaci

1. výběr vhodné lokality (topografické, geologické a morfologické poměry)
2. síla větru 3 – 26 m/s

3. pravidelnost větrného proudění
4. správná volba dispozičního řešení větrné elektrárny
5. vlastní spotřeba vyrobené elektrické energie nebo její dodávka do veřejné sítě
6. zpracování ekonomické rozvahy, která vychází ze zjištění reálné potřeby a spotřeby elektrické energie pro daný objekt, investičních a provozních nákladů, návratnosti vložených finančních prostředků
7. v případě prodeje elektrické energie je nutné požádat Energetický regulační úřad o udělení licence na výrobu a prodej elektrické energie a uzavřít smlouvu o odběru elektrické energie s distribuční společností.

6.6.2 Investiční náklady

Celkové investiční náklady jsou veškeré náklady, které je nutno vynaložit pro vybudování větrné elektrárny. Důležitou složkou jsou fixní aktiva, která vycházejí z fixních investičních nákladů a předvýrobních kapitálových výdajů. Mezi fixní investice patří:

- náklady na pořízení pozemku
- náklady na přípravu staveniště
- náklady stavební části
- náklady na technologii včetně montáže
- clo (v případě dovozu mimo EU)
- náklady na vyvedení výkonu

Do předvýrobních kapitálových výdajů zahrnujeme položky, které je třeba vynaložit v různých fázích přípravy a realizace projektu, jsou to např.:

- náklady a poplatky související se založením firmy realizující a provozující větrné elektrárny
- náklady související s výběrem lokality
- proměření větrného potenciálu ve vybrané lokalitě
- náklady na zpracování např. technickoekonomické studie
- zpracování auditu
- zpracování projektové dokumentace
- financování výstavbového týmu
- úroky z půjček během období výstavby

6.6.3 Provozní náklady

Provozní náklady se nejčastěji rozdělují do třech skupin:

- a) náklady na opravu a údržbu
- b) mzdové náklady
- c) ostatní provozní náklady – náklady na pojištění zařízení

6.7 Cena za elektrickou energii vykoupenou z VTE

6.6.4 Zelené bonusy

Zelené bonusy spočívají v tom, že výrobce větrné energie si sám najde kupce pro tuto energii a po prodeji za tržní cenu dostane navíc tzv. "zelený bonus", což je finanční částka za prodanou MWh. Ceny zelených bonusů pro větrné elektrárny se pro příští rok většinou snížily. Zelený bonus se hodí spíše pro většího výrobce, poněvadž shánění kupce sebou přináší vyšší náklady. Úřad při stanovení výše zelených bonusů přihlíží též k zvýšené míře rizika uplatnění elektřiny z OZE na trhu s elektřinou.

Hlavní výhodou zelených bonusů je možnost výrobce přímo ovlivnit výši výnosů za vyrobenou elektřinu a dosáhnout tak vyššího výnosu než v případě režimu výkupních cen. K tržní ceně elektřiny je výrobcí vyplácen zelený bonus, který je pevně určen ERU. Nevýhodou zelených bonusů je určitá míra nejistoty, protože výrobce nemá zaručen 100 % odbyt vyrobené elektřiny na trhu, jako tomu je v režimu výkupních cen. Výkupní ceny i zelené bonusy výrobcí vždy hraří provozovatel regionální distribuční soustavy nebo provozovatel přenosové soustavy, záleží na tom, ke které soustavě je připojen.

6.6.5 Cena výkupu energie z VTE

Cena výkupu elektrické energie se stanovuje cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu (ERU). ERU stanoví vždy na kalendářní rok dopředu výkupní ceny za elektřinu z obnovitelných zdrojů, samostatně pro jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů a zelené bonusy. Obnovitelné zdroje nemají v ceně daň z přidané hodnoty, ale mají daň z přidané hodnoty určenou podle zvláštního právního předpisu (zákon č. 235/2004 Sb.). Výkupní ceny jsou stanoveny jako minimální, je zde možná dohoda s vykupující stranou. Zelené bonusy, jsou ale naopak stanoveny jako ceny pevné. Například pro větrnou energii je dle cenového rozhodnutí ERU č.8/2008 ze dne 18. listopadu 2008 stanovena cena takto:

Datum uvedení do provozu	Výkupní ceny elektřiny dodané do sítě v Kč/MWh	Zelené bonusy v Kč/MWh
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2010 do 31. prosince 2010	2 230	1 830
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2009 do 31. prosince 2009	2 390	1 990
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2008 do 31. prosince 2008	2 610	2 210
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2007 do 31. prosince 2007	2 680	2 280
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2006 do 31. prosince 2006	2 730	2 330
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2005 do 31. prosince 2005	2 990	2 590
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2004 do 31. prosince 2004	3 140	2 740
Větrná elektrárna uvedená do provozu před 1. lednem 2004	3 480	3 080

Tab. 2 Výkupní cena a zelený bonus pro VTE postavené v daných letech

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Investiční náklady na pořízení VTE (v mil.):	155														
Celkové náklady na realizaci projektu (v mil.):	178														
Náklady na 5 letý záruční servis(v mil.):	4,65														
Vlastní vložený kapitál (20% z celkových nákladů, v mil.):	36,53														
Peníze vypůjčené z banky (80% z celkových nákladů, v mil.):	146,12														
Splátky půjčky při úroku 7 % (v mil.):	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04	16,04
Roční náklady na servis a na opravy (v mil.):	0	0	0	0	0	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Roční náklady na provoz s pojištěním s navýšením 2% ročně (v mil.):	1,47	1,50	1,53	1,56	1,59	1,62	1,66	1,69	1,72	1,76	1,79	1,83	1,86	1,90	1,94
Výroba v MW za rok (v mil.):	8986	8986	8986	8986	8986	8986	8986	8986	8986	8986	8986	8986	8986	8986	8986
Cena za elektrickou energii (1 MW = 2680kč) s ročním navýšením 1% (v mil.):	24,08	24,32	24,57	24,81	25,06	25,31	25,56	25,82	26,08	26,34	26,60	26,87	27,14	27,41	27,68
Náklady celkem (v mil.):	54,04	17,54	17,57	17,60	17,63	17,66	17,70	17,73	17,76	17,80	17,83	17,87	17,90	17,94	17,98
Cena za el. energii po zdanění (v mil.):	24,08	24,32	24,57	24,81	25,06	19,24	19,43	19,62	19,82	20,02	20,22	20,42	20,62	20,83	21,04
Čistý zisk v daném roce (v mil.):	-29,96	6,78	7,00	7,21	7,43	1,57	1,73	1,89	2,06	2,22	2,39	2,55	2,72	2,89	3,06
Roční umoření zisku v investičních nákladech (v mil.):		-23,18	16,18	-8,97	-1,54	0,03	1,77	3,66	5,72	7,94	10,32	12,88	15,60	18,48	21,54

Tab. 3 Návratnost investic do větrných elektráren v lokalitě Veselí u Oder

Závěr

V dnešní době je tematika ekologie velice aktuální a větrná energetika jakožto ekologický zdroj elektrické energie je stále více dynamicky se rozvíjejícím oborem. Větrná energie, jako obnovitelný zdroj zažívá v posledních letech velký rozmach u nás ale i ve světě. Prosazení tohoto obnovitelného zdroje je však značně náročné a to i přes masivní podporu zejména ve výši ceny za vykoupenou energii. Ve 4 bodu osnovy, jsem analyzoval měření z VTE, které jsem provedl z naměřených dat na jedné VTE, která je mimo jiné umístěna ve výhodné lokalitě s vysokým větrným potenciálem. Z této analýzy vyplynul základní problém masivnějšího nasazení VTE a to problém řešit výkonové zálohy při výpadku. V dnešní době se jako nejvhodnější zálohy v případě těchto zdrojů jeví využití vodní přečerpávací elektrárny nebo špičkové plynové elektrárny s akumulací tlaku vzduchu. U těchto rezerv je výroba elektrické energie dosti nákladná a výrobce si tuto cenu samozřejmě nechá zaplatit. Při zkoumání činitele denního využití jsem došel k závěru, že větrná elektrárna nejvíce produkuje přes noc, ve špatném počasí a v zimních měsících, proto jako dalším zajímavým typem zálohy mohou být fotovoltaické články. Ty mají naopak největší produkci přes den a v letních měsících. Fotovoltaika tak může pokrýt velkou část těchto výkonových rezerv a snížit tímto způsobem investice do nich. Dost náročný úkol byl rozbor spolehlivosti větrných elektráren, neboť informací je v této sféře velmi málo. Výrobci ani majitelé totiž tyto informace neposkytují. V případě výrobců je to především z důvodu konkurenceschopnosti a boje o zákazníka, kde žádná firma nechce přiznat nejčastější závady svého výrobku. Největší počet závad však vzniká na elektrickém a řídicím systému. V posledních letech byly však vynaloženy značné prostředky v oblasti firemních výzkumů. Tato skutečnost vedla k tomu, že v dnešní době se již poruchovost VTE snížila na přijatelnou úroveň. Dále jsem počítal návratnost investice do větrných elektráren v lokalitě Veselí u Oder. Tyto VTE jsou z hlediska míry průměrné roční rychlosti větru postaveny ve velmi vhodné lokalitě. Návratnost investic u těchto VTE mi vyšla na dobu 4 let, což je v případě toho projektu doba velmi krátká a tato investice je z tohoto pohledu výhodná. Za dobu 15 let garantované ceny tyto VTE vydělají majiteli 21,54 mil. Kč. U této investice jsou tedy dodrženy podmínky návratnosti investic do 15 let provozu, jak udává zákon 180/2005 Sb. Největší zisk z takových obchodních transakcí mají však banky, neboť jak je v mém případě 65% z půjčené částky získají právě banky. Bude velmi zajímavé sledovat budoucí rozvoj větrné energetiky v ČR a to zejména z pohledu podpory státu ve formě zelených bonusů a vysokých výkupních cen ale taky z pohledu správců přenosových sítí.

LITERATURA

1. Škorpil, J., Mertlová, J., Willmann, B.: Obnovitelné zdroje a jejich začleňování do energetických systémů, Plzeň, 2008
2. Rychetník, Z.: Větrné motory a elektrárny, Vydavatelství ČVUT 1997 Praha
3. Hradílek, Z.: Elektroenergetika distribučních a průmyslových zařízení, VŠB – TUO, 2008
4. Tacina, M: Bakalářská práce, Ostrava, 2008
5. Burton, T., Scharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E., Wind energy handbook, Chichester, 2001
6. Sokanský, K.: Elektrárny, článek č. 5 – zařízení a provoz malých vodních a větrných elektráren, VŠB Ostrava 2007.
7. Rychetník, V., Pavelka, J., Janoušek, J.: Větrné motory a elektrárny. ČVUT, Praha, 1997
8. Sokanský, K.: Elektrárny, článek č. 5 – zařízení a provoz malých vodních a větrných elektráren, VŠB Ostrava 2007.
9. Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č.4/2009
10. Čeněk a kolektiv, Akumulátory od principu k praxi, Vydavatelství FCC PUBLIC s.r.o., Praha 2006
11. Zaviska, O.: Zlepšení integrace větrných elektráren do sítě a legislativa, (Dlouhé stráně/invited)
12. EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz, 2004
13. TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2007
14. Hanslian, D., Hošek, J., Štekl, J.: Odhad realizovatelné potenciálu větrné energie na území ČR, Praha, 2008
15. Zákon č.458/200 Sb., část 4, plánování rozvoje přenosové soustavy, ČEPS a. s. Praha, leden 2008
16. <http://www.nalezeno.cz/energie>
17. <http://download.mpo.cz/get/26133/25979/290860/priloha001.pdf>
18. <http://www.stavebnictvi3000.cz/clanky/velka-energetika-vetrnych-elektraren/>
19. <http://www.mmspektrum.com/clanek/diagnostika-pro-vetrne-elektrarny>
20. http://www.solutech.cz/ke-stazeni/soubor_3.pdf
21. <http://www.proatom.luksoft.cz/view.php?cislocclanku=2006062305>

22. <http://www.vtm.cz/clanek/hleda-se-kybl-na-elektřinu>
23. <http://www.kalista.cz/lukas/blog/komentare.php?id=15>
24. http://www.simopt.cz/energyweb/web/index.php?display_page=2&subitem=1&ee_chapter=6.1.6
25. http://www.ceskanergetika.cz/nezarazene_clanky/kombinace_vetnych_elektren_s_ostatnimi_obnovitelnymi.html
26. <http://www.fiftyfifty.cz/Problemy-s-vetrnymi-elektrarnami-2545519.php>
27. <http://www.csvts.cz/cns/news/031210v.pdf>
28. <http://www.ewea.org/index.php?id=1551>
29. <http://new.ekowatt.cz/cz/novinky/vykupni-ceny-elektřiny-u-novychvetrnych-a-fotovoltaickych-elektřaren-v-roce-2009-klesnou>
30. http://www.wind-integration.eu/downloads/library/EWIS_Standalone_Executive_Summary.pdf
31. http://www.csorsostrava.cz/Zelena_energie/Prispevek_kurz_osvetlovaci_techiky.pdf
32. <http://www.tretpol.cz/download/0/2008/soutez/Hamouz.pdf>
33. <http://www.calla.cz/index.php?path=energetika/seminare&php=motl.php>
34. http://www.aem.cz/svse/ae050316/mzp_hajek.doc
35. <http://www.21stoleti.cz/view.php?cisloclanku=2006062305>
36. <http://limbursky.blog.idnes.cz/c/125162/Proc-slunecni-a-vetrne-elektrarny-vadi.html>